



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

TUULIMARI FAREED
UUSIUTUVAN ENERGIAN TUOTANTOMUODOT
INVESTOINTIKOhteina

Diplomityö

Tarkastajat: lehtori Aki Korpela ja
professori Petri Suomala
Tarkastajat ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan
tiedekuntaneuvoston kokouksessa
9. marraskuuta 2011

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

FAREED, TUULIMARI: Uusiutuvan energian tuotantomuodot
investointikohteina

Diplomityö, 122 sivua

Joulukuu 2011

Pääaine: Vaihtoehtoiset sähköenergiateknologiat

Tarkastajat: lehtori Aki Korpela, professori Petri Suomala

Avainsanat: Uusiutuva energia, tuulivoima, aurinkosähkö, bioenergia, biokaasu, metsähake, investointilaskenta, taloudelliset ohjauskeinot

Uusiutuva energia on yksi ajankohtaisimmista asioista koko maailmassa. Uusiutuvan energian tuotantokapasiteetin lisääminen vaatii taloudellisia resursseja, joiden edellytyksenä on uusiutuvan energian kannattavuus. Diplomityö tarkastelee uusiutuvaa energiaa investoijan näkökulmasta.

Työ esittelee neljä uusiutuvan energian tuotantomuotoa: tuulivoiman, aurinkoenergian, biomassan ja biokaasun. Työssä käydään läpi tuotantomuotoihin liittyvää teknologiaa ja tuotantomuotojen tämänhetkistä statusta Euroopassa sekä kartoitetaan niiden tulevaisuudennäkymiä. Työn loppupuoli keskittyy tuotantomuotojen taloudellisuustarkasteluihin Suomessa. Tuotantomuodoista valitaan esimerkkitapaukset, joiden avulla käydään läpi, millaisista tekijöistä tuotantomuotojen kannattavuudet koostuvat erityisesti Suomen olosuhteissa. Samalla pohditaan, mitkä tekijät ovat tuotantomuotojen näkökulmasta kriittisimpiä. Työssä esitellään myös yleisimmät investointilaskentamenetelmät, joiden avulla esimerkkitapausten kannattavuuksia arvioidaan. Laskelmien avulla tuodaan esiin, kuinka muutokset investointien lähtöarvoissa vaikuttavat hankkeiden kannattavuuksiin. Lopuksi läpikäydään investointeihin liittyviä riskejä.

Työn lopputuloksena havaitaan biokaasun tarjoavan investointiesimerkeistä parhaimman tuloksen sisäisen korkokannan menetelmän avulla. Biokaasun kannattavuus perustuu erityisesti jätteen vastaanottamisesta saataviin porttimaksuihin, joiden hintakehitys on vaikeasti arvioitavissa. Kun tarkastellaan absoluuttisia tuottoja, pärjää tuulivoima vertailussa parhaiten sen kannattavuuden nojaten erityisesti tuuliolosuhteisiin. Suomen oloissa aurinkoenergian kannattavuus on hyvin heikko. Työssä käsitellyistä biomassalaitoksista havaitaan, että pelkkää metsähaketta polttavan yhteistuotantolaitoksen kannattavuus on heikompi kuin sellaisen, joka lisäksi polttaa teollisuudesta saatavaa sivutuotepuuta. Syynä ovat metsähakkeen korkeampi polttoainehinta sekä tuotantomuotojen saamien tukien eroavaisuus.

Investointien houkuttelevuus perustuu riskien ja tuotto-odotusten suhteeseen. Tuulivoiman- ja aurinkosähkön olennaisimmat riskit liittyvät rakentamisalueeseen, kun taas biomassan- ja biokaasuvoimaloiden tapauksessa olennaisimmat riskit koskevat poltto- ja raaka-ainehankintaa. Tuotantotukijärjestelmät poistavat tehokkaasti uusiutuvan energian merkittävämpiä riskejä ja lisäävät investointien houkuttelevuutta.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical engineering

FAREED, TUULIMARI: Renewable energy – an investment perspective

Master of Science Thesis, 122 pages

December 2011

Major: Alternative electrical energy technologies

Examiner: lector Aki Korpela, professor Petri Suomala

Keywords: Renewable energy, wind power, solar photovoltaics, bioenergy, biomass, biogas, wood chips, investment calculation, support instruments

Renewable energy is one of the most current topics in the whole world. However, building new renewable energy production capacity requires financing, which means that renewable energy must be profitable. This thesis examines renewable energy sources from the investor's perspective.

The thesis presents four different renewable energy production technologies, wind power, solar energy, biomass and biogas. It discusses the present status of the technologies in Europe and their future outlook. In addition, the thesis is concentrating on examining the technologies' economy in Finland. An example case is chosen concerning every presented renewable energy technology. The cases are used to go through the things that have an effect on the profitability of each technology particularly in the Finnish operational environment. Especially the most critical points of the investments are examined. Additionally, the most common investment calculation methods are presented and then used to figure out how profitable the chosen example cases are and how the changes in investment calculations' inputs affect the profitability of each case. The most significant risks of the cases are also estimated.

As a result, it is observed that the biogas plant offers the best internal rate of return of all the cases examined. Currently in Finland the profitability of a biogas plant is leaning on the gate fees that an operator gets from receiving waste. Wind power, however, provides the biggest absolute net income. Wind power's profitability most importantly depends on the wind conditions of the site. The profitability of solar energy is very poor in the Finnish context. In Finland, solar energy production is not entitled to receive any production-based support, which would be required in order to significantly increase the solar energy production capacity in Finland. As for the biomass combustion plants, a plant that uses only wood chips straight from the forest reaches a slightly worse profitability compared to a plant that additionally uses wood chips that are residues from the forest industry. This is derived from the price difference between the two fuels and the differences in the support instruments that the two plants are concerned.

The attraction of the renewable energy investments is based on the ratio of risks and expected profits. Furthermore, the image factors have their own meaning. Production-based support mechanisms effectively eliminate the most significant risk factors of the renewable energy investments and increase investments' attraction.

ALKUSANAT

Tässä Tampereen teknillisen yliopiston Elektroniikan laitoksen sähkömagnetiikan pääaineeseen tehdyssä diplomityössä tutkittiin uusiutuvaa energiaa investoijan näkökulmasta. Ajankohtainen ja monipuolinen aihe tempasi allekirjoittaneen mukaansa ja tarjosi loistavan tilaisuuden perehtyä hyvin laaja-alaisesti uusiutuvan energian toimintakenttään, investointien taloudellisuustarkasteluun sekä teknisen ja taloudellisen ajattelun yhdistämiseen.

Työn tekemisen taloudellisesta mahdollistamisesta haluan kiittää Taaleritehdas Oy:tä sekä Tampereen teknillisen yliopiston tukisäätiötä. Taaleritehdas Oy:n sijoituspäällikkö Tero Luomaa haluan kiittää hyvistä neuvoista työn aikana. Työn ohjaajia ja tarkastajia lehtori Aki Korpelaa sekä professori Petri Suomalaa haluan kiittää valtavan suuresta avusta työn edetessä. Kannustavat kommentit sekä rakentava kritiikki kehittivät ajatteluani oikeaan suuntaan. Lehtori Aki Korpelan pitkäjänteinen työ diplomityöni parissa taisi peräti viedä osansa myös hänen lomapäivistään. Taamir Fareedia, joka työn teon aikana muuttui poikaystävästä aviomiehekseni, haluan kiittää vankkumattomasta tuesta ja kannustuksesta, mutta myös suorista sanoista työn aikana. Lisäksi haluan kiittää häntä myös ammatillisesta avusta erityisesti tuulivoimaan liittyen. Tampereella opiskelujen myötä saamiani opiskelutovereita haluan kiittää korvaamattoman kalliista ystävydestä niin opiskeluaikanamme kuin nyt ja tulevaisuudessakin. Vanhempiani ja muuta perhettäni haluan kiittää kaikesta saamastani tuesta koko opiskeluaikanani. Tästä on hyvä jatkaa seuraaviin haasteisiin.

*”Epäröinnin kynnyksellä kysy,
kuinka paljon rohkeutta uskallat tänään jättää käyttämättä?”*

– Tommy Tabermann –

Jyväskylässä 20.12.2011

Tuulimari Fareed

SISÄLLYS

Tiivistelmä.....	II
Abstract	III
Alkusanat.....	IV
Termit ja niiden määritelmät	VII
Lyhenteet ja Symbolit	IX
1 Johdanto	1
2 Tarkasteltavat uusiutuvan energian teknologiat.....	4
2.1 Tuulivoima	6
2.1.1 Toimintaperiaate.....	6
2.1.2 Teollisessa voimatuotannossa käytettävä teknologia.....	9
2.2 Aurinkoenergia.....	13
2.2.1 Toimintaperiaatteet.....	13
2.3 Bioenergia	21
2.3.1 Biomassa	23
2.3.2 Biokaasu.....	25
2.3.3 Energiantuotantomenetelmät.....	28
2.4 Uusiutuva energia – yhdistävä tekijä	31
3 Energiamarkkinat uusiutuvan energian toimintaympäristönä.....	32
3.1 Sähkömarkkinat.....	32
3.1.1 Sähkön hinta nyt ja tulevaisuudessa.....	34
3.2 Lämpömarkkinat	38
4 Uusiutuvan energian tuotantomuotojen nykytila ja tulevaisuus	41
4.1 Taloudelliset ohjauskeinot uusiutuvan energian edistäjinä.....	42
4.1.1 Tuotantotukijärjestelmät.....	43
4.1.2 Uusiutuvan energian kiintiöt ja verotuet	45
4.2 Tuulivoiman tilanne ja tulevaisuudennäkymät Euroopassa.....	46
4.2.1 Tuulivoiman kasvuodotukset Suomessa	50
4.3 Aurinkovoiman tilanne ja tulevaisuudennäkymät Euroopassa	52
4.4 Bioenergian tilanne ja tulevaisuudennäkymät Euroopassa	55
4.4.1 Suomi bioenergian edelläkävijänä	57
5 Investointilaskenta.....	62
5.1 Laskennassa käytettävät lähtöarvot.....	62
5.1.1 Perushankintakustannus	63
5.1.2 Juoksevasti syntyvät tuotot ja kustannukset.....	63
5.1.3 Käytettävä laskentakorkokanta	64
5.1.4 Investoinnin pitoaika	66
5.2 Laskentamenetelmät.....	66
5.2.1 Nykyarvomenetelmä	67
5.2.2 Sisäisen korkokannan menetelmä	67
5.2.3 Takaisinmaksuajan menetelmä	68

6	Kiinnostavien liiketoimintamallien erityistarkastelu	69
6.1	Valittujen ansaintalogiikkojen esittely	69
6.1.1	Tuulivoimala	70
6.1.2	Aurinkosähkövoimala	74
6.1.3	Metsähake- ja puupolttoainevoimala	76
6.1.4	Biokaasuvoimala	79
6.2	Kannattavuustarkastelut	83
6.2.1	Tuulivoimapuiston kannattavuus	84
6.2.2	Aurinkosähkövoimalan kannattavuus	86
6.2.3	Biomassavoimaloiden kannattavuus	89
6.2.4	Biokaasuvoimalan kannattavuus	93
6.3	Investointien riskit ja houkuttelevuus	96
6.3.1	Rakennusvaiheen riskit	97
6.3.2	Tuotantovaiheen riskit.....	98
6.3.3	Riskit irtautumisvaiheessa.....	101
6.3.4	Uusiutuvan energian investointien houkuttelevuus.....	101
7	Yhteenveto	102
	Lähteet	105

TERMIT JA NIIDEN MÄÄRITELMÄT

Anaerobinen hajoaminen	Mikrobit hajottavat orgaanista ainesta hapettomissa olosuhteissa.
CHP	Yhdistetty sähkön- ja lämmöntuotanto. Lyhenne tulee englannin kielen sanoista Combined Heat and Power.
Clausius-Rankine –kierto	Höyryvoimaprosessi, johon höyryvoimalaitoksen toiminta perustuu.
Fotosynteesi	Yhteyttämisreaktio, jossa kasvit auringon säteilyenergian ja hiilidioksidin avulla tuottavat happea, sokeria ja muita yhteyttämistuotteita.
Hiilidioksidi	Yhdestä hiili- ja kahdesta happiatomista muodostuva kemiallinen yhdiste (CO_2). Hiilidioksidi on kasvi-huonekaasuista vaarallisin, sillä sen määrä ilmakehässä on kasvanut merkittävästi ihmiskunnan toiminnan myötä. Energiantuotanto fossiilisin polttoainein on merkittävin ilmakehän hiilidioksidipitoisuutta kasvattava tekijä.
Huipunkäyttöaika	Energiantuotantolaitoksen vuosituotanto suhteessa nimellistehoon.
Irtokuutiometri	Kuutiometrin kokoinen tilavuus puuainesta sekalaisessa järjestyksessä.
Metaani	Yhdestä hiili- ja neljästä vetyatomista koostuva kemiallinen yhdiste (CH_4). Metaani on toiseksi vaarallisin kasvihuonekaasu, sillä vaikka metaanipäästöjä on hiilidioksidipäästöjä vähemmän, on metaanin ilmastoa lämmittävä vaikutus monikymmenkertaisesti hiilidioksidin vaikutusta suurempi.
Metsähake	Suoraan metsästä saatava energiapuuhake.
Normaalikuutiometri	Kuutiometri materiaalia mitattuna normaali-ilmanpaineessa 101,3 kPa ja 0 °C lämpötilassa
Offshore	Merelle rakennettava tuulivoima.
Onshore	Maan päälle rakennettava tuulivoima.
Orgaaninen aines	Elollinen tai eloperäinen aines.
Pn-liitos	Kahden eri tavoin seostetun puolijohteen liitos. Puoli-johteiden liitoskohtaan muodostuu tyhjennysalue, jossa ei ole liikkuvia varauksenkuljettajia. Rakenne mahdollistaa valosähköisen ilmiön vapauttamien varauksenkuljettajien ohjaamisen ulkoiseen virtapiiriin.
Porttimaksu	Jätteen vastaanottamisesta saatava korvaus.
Spot-hinta	Vaihdettavan hyödykkeen kyseisen hetken hinta välittömästi tapahtuvalle vaihdolle.

Syöttötariffi	Valtion taloudellinen keino ohjata sähkömarkkinoita. Takaa tuottajalle tietyn hinnan ja sisältää jonkin tahon, yleensä verkonhaltijan ostovelvoitteen.
Teollisuuden sivutuotepuu	Teollisuuden sivuvirroista saatava energiapuu.
Uusiutuva energia	Energialähde, joka hyödynnettäessä kestäväällä tavalla, ei pitkällä aikavälillä vähene. Uusiutuva energia ei myöskään pitkällä aikavälillä lisää ilmakehän hiilidioksidipitoisuutta.
Vaaka-akselinen tuulivoimala	Nykyaikaisessa teollisessa tuulivoimarakentamisessa käytettävä teknologia, jossa turbiinin akseli on vaakasuorassa.
Valosähköinen ilmiö	Ilmiö, jossa auringon säteilyenergia muuttuu varauksen-kuljettajien liike-energiaksi. Aurinkosähkö perustuu tähän ilmiöön.
WACC	Pääoman painotettu keskimääräiskustannus. Käytetään, kun investointi rahoitetaan usealla eri hintaisella rahoituksella. Lyhenne tulee englannin kielen sanoista Weighted Average Cost of Capital.
W_e , W_t	Tehon yhteydessä käytettävistä tarkenteista indeksi e kuvaa sähkötehoa, indeksi t lämpötehoa.
Wh	Wattitunti, energian yksikkö. Wattitunti energiaa kuluu, kun nimellisteholtaan yhden watin laite toimii täydellä teholla yhden tunnin ajan. Yksi wattitunti on SI-järjestelmän mukaisesti jouleina lausuttuna 3600 J.

LYHENTEET JA SYMBOLIT

a-Si	Amorphous Silicon
AEBIOM	The European Biomass Association
AM	Air Mass
BOS	Balance Of System
c-Si	Crystalline Silicon
CdTe	Cadmium Telluride
CHP	Combined Heat and Power
CIGS	Copper Indium Gallium Diselenide
CIS	Copper Indium Diselenide
CPV	Concentrated Photovoltaics
CSP	Concentrated Solar Power
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
EU	Euroopan unioni
Eurostat	The Statistical Office of the European Communities
EVIRA	Elintarviketurvallisuusvirasto
EWEA	European Wind Energy Association
GaAs	Gallium Arsenide
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
IEA	International Energy Agency
IRR	Internal Rate of Return
MCP	Measure Correlate Predict
OTC	Over The Counter
STC	Standard Test Conditions
STE	Solar Thermal Energy
WACC	Weighed Average Cost of Capital
PV	Photovoltaics
VAWT	Vertical Axis Wind Turbine
YK	Yhdistyneet kansakunnat
YVA	Ympäristövaikutusten arviointimenettely
η	hyötysuhde
θ	kohtisuoran ja todellisen auringonsäteilyn välinen kulma
λ	kärkinopeussuhde
ρ	tiheys
λ_f	säteilyn aallonpituus
ω	kulmanopeus
A	pinta-ala
c	valonnopeus
C_F	kapasiteettikerroin
C_{Pmax}	tehokertoimen teoreettinen maksimiarvo
C_P	tehokerroin

D	vieras pääoma
d_n	diskonttaustekijä
E	oma pääoma
E_λ	fotonin energia
E_a	vuosienergia
E_k	kineettinen energia
f	täytekerroin
G	säteilyintensiteetti
h	Planckin vakio
i	laskentakorkokanta
i_d	vieraan pääoman kustannus
I_{sc}	oikosulkuvirta
m	massa
m_{virta}	massavirta
n	vuosi
$P_{turbiini}$	turbiinin teho
P_{tuuli}	tuulen teho
$P_{virtaus}$	ilmavirtauksen teho
P_n	nimellisteho
P_{max}	maksimiteho
r	säde
r_e	oman pääoman kustannus
t_a	tuntien määrä vuodessa
t_h	huipunkäyttöaika
T_{max}	maksimilämpötila
T_{min}	minimilämpötila
v	tuulivoimalalle tulevan tuulen nopeus
v_0	ilmavirtauksen nopeus
v_2	tuuliturbiinilta lähtevän tuulen nopeus
v_{tip}	tuuliturbiinin lavan kärjen pyörimisnopeus
V_{oc}	tyhjäkäyntijännite

1 JOHDANTO

Vuonna 2011 taistelu ihmisen aiheuttamaa ilmastonmuutosta vastaan on jo käynnissä. Myös maailman korkeimmat toimielimet ovat ryhtyneet toimiin. Ilmastonmuutosta hillitsemään pyrkivät toimet tulevat vaikuttamaan ihmisten elämään maailmanlaajuisesti. Vaikka ne asettavat eri tahoille velvollisuuksia ja jopa rajoituksia, luovat ne myös uusia mahdollisuuksia; uusia innovaatioita ja menestystarinoita.

Euroopan unioni on joulukuussa 2008 tehnyt integroidun energia- ja ilmastopolitiikan, jonka mukaan unionin alueella on energian käytössä tapahduttava suuria muutoksia vuoteen 2020 mennessä ilmastonmuutoksen hillitsemiseksi. EU on määritellyt, että kasvihuonekaasupäästöjä tulee vähentää unionin alueella 20 % verrattuna vuoden 1990 tasoon, energiatehokkuutta lisätä niin, että energian kulutus vähenee 20 % ja energian tuotantorakennetta muuttaa siten, että 20 % energiasta tuotetaan uusituvilla energialähteillä. Tästä EU:n velvoitteesta on kullekin jäsenmaalle langennut omat osuutensa siinä suhteessa, kuin jäsenmailla arvioidaan olevan kykyä näitä velvoitteita täyttää.

Uusiutuvan energiantuotannon lisäämisen suurin syy on ilmastonmuutoksen hillitseminen. Näköpiirissä on kuitenkin myös sellaisia tekijöitä, jotka luonnostaankin ohjaavat uusiutuvan energian käyttöön parantaen sen kilpailukykyä konventionaalisiin energiantuotantomuotoihin nähden. Ensimmäinen niistä on uhka öljyn loppumisesta. Tämä tulee tulevaisuudessa nostamaan fossiilisten polttoaineiden hintaa suhteessa uusiutuviin vaihtoehtoihin. Toisena tekijänä voidaan nähdä viimeaikoina heränneet epäilykset ydinvoiman turvallisuudesta. Maaliskuussa 2011 Japanissa tuhoisan tsunamin aiheuttaman ydinvoimalaonnettomuuden seurauksena asenteet ydinvoimaa kohtaan ovat kiristyneet ja jopa päätöksiä voimaloiden alasajosta on tehty. Näin ollen tarve uuden energiantuotantokapasiteetin luomiseksi kasvaa rajusti ja uusiutuva energia on ainoa ratkaisu energiantuotantoa täydentämään, kun fossiilista tuotantoakaan ei haluta enää rakentaa. Kolmas tekijä on omavaraisuus, joka tulee kasvattamaan uusiutuvan energian määrää paikallisesti. Esimerkiksi Suomen pyrkimykset omavaraiseen energiantuotantoon vaativat suuren määrän suomalaista lisäkapasiteettia, jolloin uusiutuvalla energialle on jälleen lisää kysyntää. Uusiutuva energia on lähes poikkeuksetta paikallista.

Fossiilisten polttoaineiden, erityisesti hiilen, edullisuus, sähkön alhainen hinta sekä teknologian kehitysvaihe aiheuttavat kuitenkin monissa tapauksissa sen, etteivät uusiutuvan energian tuotantomuodot välttämättä ole sellaisinaan kannattavia. Koska eri tahot ovat uusiutuvan energian lisäämiseen kuitenkin sitoutuneet, on sitä ryhdytty tukemaan erilaisin kannustimin ja rajoittein. Niiden avulla voidaan toisaalta vahvistaa

uusiutuvan energian asemaa markkinoilla tai vaihtoehtoisesti heikentää fossiilisten polttoaineiden kilpailukykyä. Tämä on tärkeää, sillä jotta uusiutuvan energian investointeja syntyisi, on toiminnan oltava kannattavaa.

Kirjallisuudessa usein teknologiset ja taloudelliset tarkastelut helposti erotetaan toisistaan. Käytännön toimet kuitenkin vaativat niiden vahvaa yhdistämistä. Vaikka uusiutuva energia on lähes kaikkien tahojen mielestä hyvä asia, on talouden lainalaisuudet kaikessa toiminnassa kuitenkin otettava huomioon, jotta uusiutuvan energian investoinneille on mahdollista saada rahoitusta kohtuulliseen hintaan. Uusiutuvan energian teknologia- ja talousajattelun yhdistävää tutkimusmateriaalia löytyykin erityisesti niistä maista, joilla on jo merkittävässä määrin kokemusta toiminnasta. Kun investointeja tiettyyn teknologiaan aletaan harkita, tarvitsevat rahoittavat tahot myös tietoa aiheesta. Voidaankin havaita, että teknologian yleistyminen tietyllä alueella edistää myös tutkimustoiminnan edellytyksiä tutkia aiheita kattavammin.

Myös tämän diplomityön tarkoituksena on yhdistää teknologia- ja talousajattelua, käsitellä uusiutuvaa energiaa investointinäkökulmasta. Työn aiheena on esitellä neljä kasvavaa uusiutuvan energian tuotantomuotoa, tarkastella niiden tilannetta Euroopan mittakaavassa ja selvittää niiden houkuttelevuutta investoijan näkökulmasta. Työn ydinkysymyksenä on tutkia, mitkä tekijät kunkin energiantuotantomuodon kannattavuuteen vaikuttavat ja millä tavalla. Kun kannattavuuden kannalta merkittävimmät tekijät tiedetään, on myös toiminnan riskien ja mahdollisuuksien kartoittaminen helpompaa. Tavoitteena onkin madaltaa uusiutuvan energiantuotannon lisärakentamisen kynnystä kasvattamalla tietoisuutta yleisimmistä teknologioista ja niiden taloudellisuudesta. Työssä keskitytään teollisen mittakaavan eli megawattiluokan voimantuotantoon uusiutuvalla energialla siltä osin kuin se eri tuotantomuotojen kohdalla on mielekästä.

Luvussa kaksi esitellään valittujen uusiutuvan energian tuotantomuotojen toimintaperiaatteita, jotta teknologioista saadaan luotua hyvä kokonaiskuva ja voidaan hahmottaa niihin liittyviä etuja ja haasteita. Kolmas luku pureutuu energiantuotannon tärkeimpään toimintaympäristöön, energiamarkkinoihin. Luvussa perehdytään tarkastelemaan esimerkinomaisesti pohjoismaisia sähkömarkkinoita, jotka ovat tunnetut hyvästä toimivuudestaan ja edullisesta hintatasostaan. Lisäksi arvioidaan, millaiset asiat tulevat seuraavien vuosikymmenten aikana vaikuttamaan sähkömarkkinoiden hintakehitykseen ja mitä tämä tarkoittaa uusiutuvan energian investointien kannalta. Lämpömarkkinoita tarkastellaan Suomen näkökulmasta.

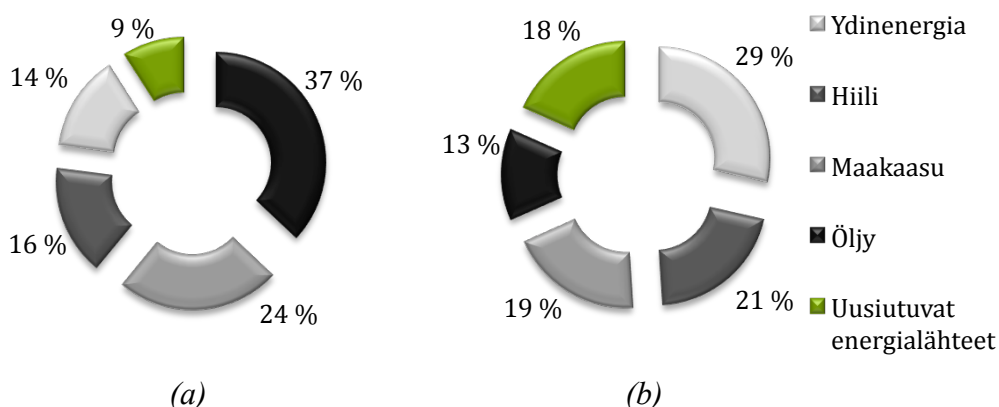
Työn neljännessä luvussa käydään läpi uusiutuvan energiantuotannon tilannetta Euroopan mittakaavassa. Uusiutuvan energian tuotantomuodot ovat vielä kehitysvaiheessa ja yleistykseen tarvitsevat useissa tapauksissa taloudellista tukea. Luvun alussa käydäänkin läpi erilaisten taloudellisten ohjauskeinojen toimintaperiaatteita ja tarkastellaan tukitoimien yleisyyttä Euroopan unionin jäsenmaissa. Luvussa loppuosassa luodaan katsaus siihen, mitkä uusiutuvan energian teknologiat ovat missäkin maassa yleistyneet ja pohditaan syitä eroavuuksiin eri maiden

välillä. Luvussa katsotaan hieman myös tulevaisuuteen ja pohditaan, minkä suuntaista kehitys tulee jatkossa olemaan.

Työn kuudes luku esittelee aluksi investointien kannattavuustarkasteluissa käytettäviä investointilaskentamenetelmiä. Luvussa käydään läpi yleisimmät käytössä olevat laskentamenetelmät ja pohditaan, millaisesta näkökulmasta ne kuvaavat investoinnin kannattavuutta. Läpi käydään myös laskennassa tarvittavat lähtöarvot ja pohditaan, millaisia lähtöarvot ovat uusiutuvan energian investoinneissa. Kuudennessa luvussa valitaan myös esiteltyjä energiantuotannon teknologioita edustavat houkuttelevimmat investointikohteet tarkempaa tarkastelua varten. Valintaperusteena on ratkaisun houkuttelevuus investoijan näkökulmasta. Luvussa käydään läpi kuhunkin investointivaihtoehtoon liittyvä ansaintalogiikka ja kannattavan toiminnan kannalta kriittisimmät kohdat. Luvussa suoritetaan kunkin investointikohteen kohdalla kannattavuustarkasteluja ja tarkastellaan kuinka eri muuttujat investointien kannattavuuksiin vaikuttavat. Lopuksi arvioidaan, millaisia ja kuinka suuria riskejä kuhunkin investointiin liittyy.

2 TARKASTELTAVAT UUSIUTUVAN ENERGIAN TEKNOLOGIAT

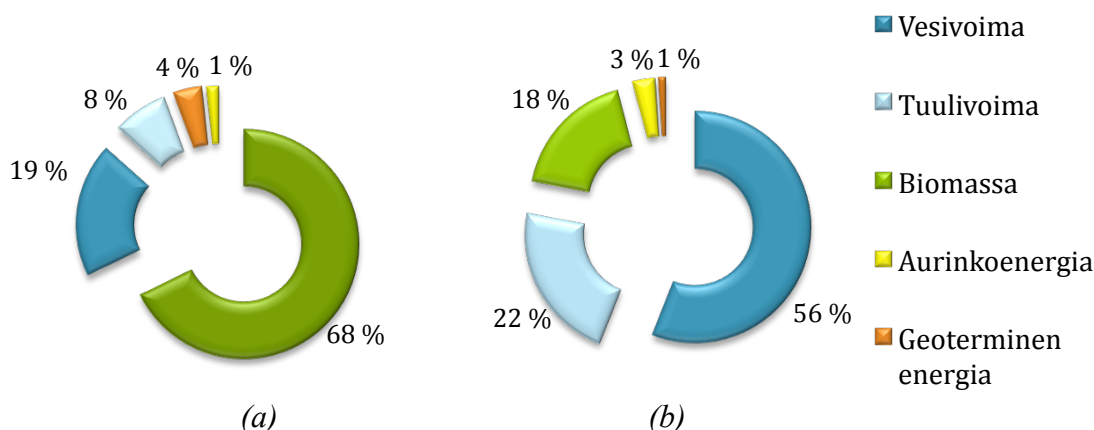
Uusiutuva energia tarkoittaa sellaista energiaa, että käytettäessä kestäväällä tavalla se ei vähene pitkällä aikavälillä vaan uusiutuu ja on jälleen valmis käytettäväksi. Se ei myöskään pitkällä aikavälillä lisää ilmakehän hiilidioksidin määrää. Uusiutuvan energian tuotantokapasiteetti on kasvanut kiihtyvällä tahdilla viimeisen kymmenen vuoden ajan. Kuten kuvasta 2.1. a nähdään, vuonna 2009 kuitenkin vasta noin yhdeksän prosenttia Euroopan unionin alueen primäärienergiankulutuksesta katettiin uusiutuvilla energialähteillä. Primäärienergian kulutus tarkoittaa kaikkien energiantuotannon kulutettuja luonnonvaroja. Suurin osa kulutetusta primäärienergiasta oli öljyä sekä öljynporauksen yhteydessä tuotettavaa maakaasua. Hiilen ja ydinenergian osuus oli noin 15 % kummankin. Kuva 2.1. b kertoo, että samana vuonna unionin alueella uusiutuvan energiantuotannon osuus oli kuitenkin jo lähes viidenneksen, mikä tarkoittaa, että EU:n sähköntuotannosta jo merkittävä määrä on uusiutuvaa energiaa. Energiankulutuksen kattamiseksi uusiutumaton energia, varsinkin öljyä ja maakaasua, joudutaan kuitenkin tuomaan vielä paljon unionin ulkopuolelta. [1]



Kuva 2.1. Uusiutuvan energian osuus Euroopan unionin (a) primäärienergiakulutuksesta ja (b) primäärienergiatuotannosta vuonna 2009. [1, muokattu]

Eri uusiutuvan energian tuotantomuodot hallitsevat markkinoita Euroopan unionin alueella riippuen siitä, tarkastellaanko primäärienergiatuotantoa vai ainoastaan sähköntuotantoa. Primäärienergiatuotanto käsittää kaikki energiantuotannon sektorit, sähkön, lämmityksen sekä liikenteen. Euroopan komission alaisen tietotoimisto Eurostatin (The Statistical Office of the European Communities) tietojen mukaan selvästi yli puolet uusiutuvasta primäärienergiatuotannosta katettiin vuonna 2009 biomassalla, kuten kuvasta 2.2. a voidaan havaita. Seuraavilla sijoilla olivat vesi- ja

tuulivoima mainitussa järjestyksessä. Uusiutuvilla energialähteillä katetusta sähköntuotannosta sen sijaan suurin osa tuotettiin vesivoimalla. Tämä näkyy kuvassa 2.2. b. Bioenergia jäi sähköntuotannossa vasta kolmannelle sijalle tuulivoiman ollessa toiseksi eniten sähköä tuottava uusiutuvan energian tuotantomuoto. Vesi- ja tuulivoimalla tuotetaankin sähköä ja biomassaa hyödynnetään myös lämmöntuotannossa. Näiden kolmen tilastoja hallitsevan energialähteen lisäksi kuvissa näkyvät aurinko- ja geotermisen energian osuudet. [2, 3, 4]



Kuva 2.2. Uusiutuvien energialähteiden osuudet (a) uusiutuvasta primääri-energiantuotannosta ja (b) uusiutuvasta sähköntuotannosta. [3, 4, muokattu]

Tässä työssä tarkasteltavat uusiutuvan energian teknologiat on valittu niiden viimeaikaisen kasvun, kasvuodotusten ja kasvupotentiaalin sekä teknologian kehitysvaiheen perusteella. Kaikkien käsiteltävien energiantuotantomuotojen energia on peräisin auringosta. Ensin tarkastellaan tuulivoimaa. Tuuli syntyy auringon säteilyenergian lämmittäessä ilmassa eri tavoin eri alueilla ja aiheuttaen täten ilmanpaine-eroja. Paine-erot tasaantuvat synnyttäen tuulta, joka liikuttaa tuulivoimalan lapoja. Seuraavana tarkasteltava aurinkovoima voi hyödyntää auringon säteilyä muuttaen sitä suoraan sähköksi tai lämmöksi. Kasvien yhteyttämisreaktiossa auringon energiaa varastoituu kasveihin kemialliseksi energiaksi ja näin ollen biomassan ja biokaasun energiahyödyntämisessä hyödynnetään auringon energiaa kemiallisessa muodossa. Biomassaa ja siitä valmistettua biokaasua tarkastellaan luvussa kolmantena. Vaikka vesivoima on tilastoissa vahvasti mukana, ei sitä tässä työssä tarkastella sen rajallisen kasvupotentiaalin johdosta. Vesivoimateknologia on jo pitkälle kehittynyttä ja kypsää, joten monilla alueilla, myös Suomessa, edullisimmat tuotantoalueet on rakennettu tai luonnonsuojelullisista syistä niihin rakentaminen on kielletty.

Energiantuotantoteknologioita tarkasteltaessa ja vertailtaessa käytetään erilaisia tunnuslukuja. Huipunkäyttöaika suhteuttaa voimalan vuotuisen energiantuotannon E_a ja nimellistehon P_n . Tarkasteltaessa voimalan vuosituotantoa, huipunkäyttöaika on se aika, jossa voimala tuottaisi vuosituotantonsa verran energiaa, jos se kävisi jatkuvasti nimellistehollaan. Huipunkäyttöaika ilmaistaan

$$t_h = \frac{E_a}{P_n}. \quad (1)$$

Toinen yleisesti käytetty tunnusluku on laitoksen kapasiteettikerroin. Se liittyy läheisesti huipunkäyttöaikaan ja kertoo, kuinka suuren osan ajasta voimala on tuottanut energiaa nimellistehollaan. Jos siis kapasiteettikerroin on esimerkiksi lähes 100 %, on voimala toiminut lähes koko vuoden täydellä tehollaan. Kapasiteettikerroin voidaan laskea huipunkäyttöajan t_h ja vuoden tuntien t_a avulla yhtälön

$$C_F = \frac{t_h}{t_a} \quad (2)$$

mukaisesti. Kapasiteettikerroin ja huipunkäyttöaika kertovat koko energiantuotantojärjestelmän hyvyydestä. Niihin voivat vaikuttaa niin vikaantumiset, vikaantumisten korjausajat, sijoituspaikan olosuhteet kuin polttoaineen saatavuuskin. Sen sijaan voimalan hyötysuhde kertoo itse voimalan hyvyydestä. Se ilmaisee, kuinka suuren osan syötetystä primäärienergianlähteestä voimala pystyy muuttamaan lopputuotteeksi, kuten sähköksi tai lämmöksi. Hyötysuhde lasketaan eri energiantuotantomuodoille eri tavoin.

2.1 Tuulivoima

Tuulivoima on vuonna 2011 jo hyvin yleinen ja kaupallistunut uusiutuvan energian tuotantomuoto. Tuulivoimatuotannon määrä on kasvanut edeltävän vuosikymmenen aikana valtavasti ja kasvaa edelleen. Vuoden 2010 lopussa maailmanlaajuinen tuulivoimakapasiteetti oli 195 GW, josta lähes viidennes eli 36 GW rakennettiin vuoden 2010 aikana. Euroopan unionin alueella kokonaiskapasiteetti kasvoi samana vuonna 84,3 GW:iin. Tämän johdosta 43 % maailman tuulivoimakapasiteetista sijaitsee EU:n alueella. Tuulivoiman kasvua ja teknologista kehitystä ovat olleet vauhdittamassa valtioiden tehokkaat taloudelliset tukijärjestelmät. [2, 5]

Tuulivoimalan ideana on muuntaa ilmapvirtauksen liike-energiaa voimalan roottorin liike-energiaksi ja edelleen sähköenergiaksi. Vaaka-akselinen tuulivoimateknologia on teollisen mittakaavan energiantuotannossa markkinajohtaja. Seuraavissa kappaleissa kerrotaan tuulivoiman toimintaperiaatteesta sekä teollisen tuulienergian tuotannon yleisimmistä voimalaratkaisuista.

2.1.1 Toimintaperiaate

Tuuli saa energiansa auringosta. Auringon säteily saa ilmamassan lämpenemään eri tavoin eri alueilla, sillä erilaiset maanpinnan materiaalit varastoivat ja vapauttavat lämpöä yläpuoliseen ilmamassaan eri tavoin. Koska kylmän ilman tiheys on suurempi kuin lämpimän, kohoaa lämmin ilma ylöspäin ja korkealla viilenevä ilmamassa vastaavasti putoaa alaspäin. Auringon säteilyenergia täten synnyttää ilmamassoissa liikettä, jolloin ilmakehään muodostuu matala- ja korkeapainealueita. Tuuli syntyy, kun

ilma virtaa korkeammasta paineesta matalampaan ja paine-erot tasoittuvat. Alueen tuulisuus riippuu siis muun muassa maanpinnan kyvystä sitoa lämpöä, mistä johtuen esimerkiksi rannikkoalueet soveltuvat usein erinomaisesti tuulivoimatuotantoon. Vesi ja maa-aines varastoivat ja luovuttavat lämpöä eri tavoin, jolloin rannikolle muodostuu verrattain säännöllisesti suuria ilmanpaine-eroja ja tuulta. Muita tuulisuuteen vaikuttavia tekijöitä ovat maanpinnan muodot ja rosoisuus. Vuoristoilla alueilla ilmanpaine-eroja ja näin ollen myös tuulta muodostuu korkeuseroista johtuen. Lisäksi, korkeammalla ilmakehässä tuulennopeudet ovat suurempia, joten korkeat alueet soveltuvat tältäkin osin hyvin tuulivoimatuotantoon. Maanpinnan rosoisuus tarkoittaa kasvillisuuden, puuston, rakennelmien ja maanpinnan muotojen aiheuttamaa kitkaa, joka vähentää tuulen energiasisältöä ja tekee tuulesta turbulenttista. Rosoinen maa-alue heikentää alueen soveltuvuutta tuulivoimatuotantoon.

Tuulivoimalan peruseriaatteena on muuttaa tuuliturbiinin avulla tuulen virtauksen liike-energiaa tuulivoimalan akselin liike-energiaksi ja edelleen generaattorin avulla sähköenergiaksi. Turbiinille saapuva tuuli pyörittää voimalan roottoria ja siihen näin myös siihen kiinnitetty akseli saadaan pyörivään liikkeeseen. Tuuliturbiinin tehon selvittämiseksi on ensin selvitettävä tuulen teho. Ilmamassan m kineettinen eli liike-energia saadaan seuraavalla tavalla:

$$E_k = \frac{1}{2}mv_0^2, \quad (3)$$

jossa v_0 on ilmamassan nopeus. Kun yhtälön (3) mukaista liike-energiaa tarkastellaan aikayksikköä kohti, korvautuu E_k virtauksen teholla ja massa m ilman massavirralla m_{virta} (kg/s), jolloin saadaan

$$P_{\text{virtaus}} = \frac{1}{2}m_{\text{virta}}v_0^2. \quad (4)$$

Tarkasteltaessa tiettyä pinta-alaa A voidaan sen läpi virtaava massa ilmaista myös seuraavasti:

$$m_{\text{virta}} = \rho Av_0, \quad (5)$$

jossa ρ on ilman tiheys. Ilmavirtauksen teho kyseisellä pinta-alalla A on siis

$$P_{\text{virtaus}} = \frac{1}{2}\rho Av_0^3. \quad (6)$$

Oletetaan, että pinta-ala A on voimalan roottorin lapojen pyyhkäisyypinta-ala ja sijoitetaan nopeudeksi pyyhkäisyypinta-alalle tulevan tuulen nopeus v . Merkitään A :n läpi kulkevan ilmavirtauksen tehoa merkinnällä P_{tuuli} . Täten saadaan

$$P_{tuuli} = \frac{1}{2} \rho A v^3. \quad (7)$$

P_{tuuli} on siis se kokonaisteho, joka tuulivoimalan roottorille virtaa. Kuten kaavasta 7 huomataan, riippuu tuulen teho ilman tiheydestä, pinta-alasta sekä peräti kuutiollisesti tuulennopeudesta. Turbiini pystyy muuttamaan akselin liike-energiaksi tästä tuulen tehosta kuitenkin vain osan, sillä turbiinin teho riippuu tuulennopeudesta v juuri ennen lapojen pyyhkäisypinta-alaa, mutta myös tuulennopeudesta v_2 juuri sen jälkeen. Tämä johtuu siitä, ettei tuuli pysähdy kuljettuaan lapojen pyyhkäisypinta-alan läpi, vaan sillä on liike-energiaa yhä tämän jälkeenkin. Turbiinin teho on näiden nopeuksien sekä massavirran avulla lausuttuna:

$$P_{turbiini} = \frac{1}{2} m_{virta} (v^2 - v_2^2). \quad (8)$$

Nyt massavirta voidaan lausua kaavan 5 avulla käyttäen nopeuden v_0 paikalla turbiinille tulevan ja turbiinilta lähtevän tuulennopeuden eli v :n ja v_2 :n keskiarvoa:

$$P_{turbiini} = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v + v_2}{2} \right) (v^2 - v_2^2). \quad (9)$$

Kun lauseketta yhdeksän muokataan ottamalla yhteiseksi tekijäksi turbiinille tuleva tuulennopeus kolmanteen potenssiin korotettuna, saadaan tuuliturbiinin teho kaavan 10 mukaiseen muotoon

$$P_{turbiini} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \frac{\left(1 + \frac{v_2}{v} \right) \left[1 - \left(\frac{v_2}{v} \right)^2 \right]}{2}, \quad (10)$$

jossa on edellä esitetty tuulen teho kerrottuna lausekkeella, jota kutsutaan tuulivoimalan tehokertoimeksi C_p . Turbiinin teho voidaan lausua myös yksinkertaisemmin lauseen 11 tavoin.

$$P_{turbiini} = C_p P_{tuuli} = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3. \quad (11)$$

Koska tuuli kulkiessaan lapojen pyyhkäisypinta-alan lävitse ei siis pysähdy, vaan sen nopeus ainoastaan hidastuu, ei tehokerroin voi olla ideaalinen eli yksi. Albert Betzin teorian mukaisesti tuulivoimalan tehokertoimen maksimiarvo on $C_{pmax} = 16/27$. Tämä tarkoittaa sitä, että enintään 59 % turbiinin läpi kulkevasta energiasta voidaan teoreettisesti saada muuttumaan voimalan akselin liike-energiaksi. Käytännössä

tehokerroin jää kuitenkin tätäkin pienemmäksi, sillä tuuliolosuhteet tietylle voimalalle eivät aina ole optimaaliset. Voimalan todellinen tehokerroin riippuukin voimalan kärkinopeussuhteesta λ ja lapakulmasta. Kärkinopeussuhde kertoo roottorin lavan kärjen kehänopeuden tuulennopeuden suhteen kaavan 12 mukaisesti

$$\lambda = \frac{v_{tip}}{v} = \frac{r\omega}{v} , \quad (12)$$

jossa v_{tip} on lavan kärjen kehänopeus, v tuulennopeus, r roottorin säde ja ω roottorin kulmanopeus. Tuulivoimalan tehoa optimoitaessa optimoidaankin oikeastaan kärkinopeussuhdetta. Suhteen ollessa liian pieni käy voimala pienemmällä teholla, kuin olisi mahdollista. Kun suhde taas kasvaa liian suureksi, saatava teho vähenee, sillä vastusvoimat kasvavat liian suuriksi. Lapojen pyörimisnopeuteen vaikuttaa lapakulma, jota muuttamalla kärkinopeussuhdetta voidaan optimoida. Optimointi onkin mahdollista vain voimaloissa, joissa lapakulmia voidaan muuttaa. Tehokerroin voidaan kärkinopeussuhdetta optimoimalla saada sitä suuremmaksi, mitä suurempi roottorin lapojen pyyhkäisyypinta-ala on, mutta tällöin optimaalisen kärkinopeussuhteen vaihteluväli tulee yhä pienemmäksi. [6, 7, 8, 9]

Tuulivoiman tapauksessa kapasiteettikerroin kuvaa tietyllä alueella sijaitsevan tietynlaisen voimalan hyvyttä energiantuotannossa. Tarkasteltaessa tuulivoimalan tuottamaa energiaa, on huomioitava, että aina ei tuule niin, että tuulivoimala kävisi nimellistehollaan. Tästä syystä, vaikka voimalan luotettavuus olisi lähes 100 % ja voimala olisi lähes aina toimintakunnossa, on tuulivoimalan kapasiteettikerroin paljon tätä pienempi. Kapasiteettikerroin antaakin luotettavamman kuvan tuulivoimalan toiminnasta kuin esimerkiksi hyötysuhde, sillä se ottaa huomioon myös energialähteen saatavuuden. Kapasiteettikertoimen suuruus tuulivoimalle Suomessa oli vuonna 2009 keskimäärin 0,21, kun huomioidaan laitokset, joiden käytettävyys on vuoden aikana ollut yli 90 %. Parhaimmillaan suomalaiset tuulivoimalat ovat ylittäneet kapasiteettikertoimen arvon 0,4. Esimerkiksi Suomen ydinreaktoreiden kapasiteettikerroin saavutti vuonna 2009 peräti arvon 98 %. Ero selittyy sillä, että ydinvoimapolttoainetta on saatavilla aina niin, että voimalaa voidaan ajaa täydellä teholla. Sen sijaan tuulisuus vaihtelee jatkuvasti. Tuulivoiman kapasiteettikertoimeen vaikuttavatkin siis olennaisesti tuulivoimalan sijoituspaikka ja voimalan soveltuvuus tiettyihin tuuliolosuhteisiin. [6, 10, 11]

2.1.2 Teollisessa voimatuotannossa käytettävä teknologia

Tuulivoimateknologia jakautuu kahteen pääryhmään, pystyakselisiin (Vertical Axis Wind Turbine, VAWT) ja vaaka-akselisiin (Horizontal Axis Wind Turbine, HAWT) voimaloihin. Pystyakseliset voimalat voivat hyödyntää kaikista ilmansuunnista tulevan tuulen. Vaaka-akseliset voimalat sen sijaan hyödyntävät ainoastaan yhdestä suunnasta puhaltavan tuulen, ja turbiinin on käännettävä tuulen suuntaan. Pystyakselisten

voimaloiden etuna on, että raskas generaattori ja vaihteisto voidaan sijoittaa maahan, jolloin rakennuskustannukset muodostuvat edullisemmiksi. Vaaka-akselisissa voimaloissa laitteet sijoitetaan tornin huipulla sijaitsevaan konehuoneeseen ja näin ollen korkealla sijaitseva painolasti aiheuttaa mekaanisia rasituksia voimalan rakenteisiin ja vaatii paljon voimalan perustuksilta. Myös laitteiden huolto- ja korjaustoimenpiteet yksinkertaistuvat, jos laitteet sijaitsevat maan tasalla. Pystyakseliseen voimalaan aiheutuu kuitenkin mekaanisia rasituksia, kun tuuli aiheuttaa voimalan rakenteeseen resonanssitiloja, ja tämä vaatii paljon voimalan tuennalta. Lisäksi voimalan roottori sijaitsee matalammalla kuin vaaka-akselisessa versiossa, joten pystyakselisilla voimaloilla ei päästä korkealla puhaltaviin, suurempiin tuulennopeuksiin. Vaaka-akseliset voimat ovatkin yleistyneet teollisen mittakaavan tuulivoimantuotannossa. [6, 9]

Kuvassa 2.3 nähdään esimerkkikuva tuulivoimalasta. Kyseessä on Vapo Oy:n 2 MW:n vaaka-akselinen tuulivoimala, joka sijaitsee Kuivaniemellä Perämeren pohjukassa. Vaaka-akselinen tuulivoimalakokonaisuus koostuu perustuksista, voimalatornista, voimalan huipulle asennettavasta konehuoneesta nasellista sekä naselliin kiinnitettävästä roottorista. Roottori koostuu navasta sekä yleisimmin kolmesta lavasta. Kolmelapaiset tuulivoimalat ovat yleistyneet teollisessa tuulivoimantuotannossa, sillä ne ovat materiaalikustannuksiltaan useampilapaisia voimaloita edullisempia ja painoltaan kevyempiä. Useampi lapa tuottaisi enemmän energiaa, mutta hyöty kumoutuisi kasvaneilla materiaalikustannuksilla. Kaksilapaisiin voimaloihin nähden kolmilapaiset voimalat ovat pyörimisnopeudeltaan hitaampia ja aerodynaamiselta tehokkuudeltaan parempia. Hitaampi pyörimisnopeus tarkoittaa hiljaisempaa käyntiääntä ja pienempiä rasituksia. Kaksilapaisen voimalan materiaalitarve olisi selvästi kolmelapaista vähäisempi ja mutta parillisen lapalukumäärän voimalat kärsivät helposti mekaanisista rasituksista ja värähtelyistä voimistuneen tornivarjoilmiön takia. Tornivarjolla tarkoitetaan tilannetta, jossa voimalan lapa kulkee tornin ohi eli on hetken aikaa tornin varjossa. Tällöin voimalan ulostulotehoon aiheutuu vaihteluita, kun ilma puristuu lavan ja tornin väliin. Kaksilapaisessa tuulivoimalassa toinen lapa on samaan aikaan korkeimmassa sijainnissaan, parhaassa tuulennopeudessa, mikä lisää tornivarjoilmiön negatiivisia vaikutuksia. Kaksilapaisen voimalan suojaaminen rasituksilta kasvattaisi materiaalikustannuksia ja kumoaisi kaksilapaisuuden olennaisimman edun. Yksilapainen voimala tarvitsisi suuren, materiaalia tuhlaavan vastapainon ja on visuaalisesti epäsymmetrinen. [12, 13, 14]



Kuva 2.3. *Nimellisteholtaan 2 MW:n tuulivoimala Vapo Oy:n tuulivoimapuistossa Kuivaniemellä. [14]*

Turbiinin liike-energia muutetaan sähköenergiaksi konehuoneeseen sijoitettavalla generaattorilla. Lisäksi nasellista löytyy moottori, joka kääntää konehuoneen tuulen suuntaan. Voimalan konehuoneeseen sijoitettava vaihteisto sovittaa roottorin pyörimisnopeuden generaattorille sopivaksi. Olennaisen osan muodostavat myös erilaiset taajuus- ja jännitemuuntajat sekä verkkoliityntä. Näiden avulla sähköenergia syötetään verkkoon oikeassa jännitetasossa ja taajuudessa. [9, 12]

Tuulivoiman kehityskaaren myötä markkinoille on syntynyt erilaisia tuulivoimakonsepteja. Ne eroavat toisistaan merkittävimmin nopeudensäätömekanismiensa sekä roottorin tehonsäätömekanismien osalta. Tämä tarkoittaa, että erityyppisten tuulivoimaloiden ulostuloteho vaihtelee eri tavoin, ne koostuvat erilaisista komponenteista ja niiden vaikutukset sähköverkkoon ovat erilaisia. Joidenkin konseptien etuina ovat edullisuus ja yksinkertaisuus, mutta tämä johtaa useissa tapauksissa siihen, että tehontuotannon optimointia ei pystytä täydellisesti suorittamaan. Kehittyneemmissä konsepteissa taas voidaan käyttää monipuolisemmin eri tehoelektroniikan komponentteja, jolloin hyötysuhteen maksimointi kaikkina aikoina onnistuu paremmin ja voimalan tehonrajoitus on tehokkaampaa. Toisaalta, tällöin voimalan investointikustannus muodostuu suuremmaksi. [12]

Nimensä mukaisesti kiinteänopeuksiset tuulivoimalat pyörivät aina samalla nopeudella tuulennopeudesta riippumatta. Voimalan generaattori on kytketty suoraan sähköverkkoon ja generaattorin magnetointia muuttamalla verkkoon syötettyä tehoa saadaan kasvatettua tuulennopeuden kasvaessa. Kiinteänopeuksisten voimaloiden heikkoutena on, että ne toimivat maksimaalisella hyötysuhteellaan vain tietyllä

tuulennopeudella. Näin ollen voimaloiden keskimääräinen hyötysuhde jää heikommaksi kuin muuttuvanopeuksisissa voimaloissa. Muuttuvanopeuksisten tuulivoimaloiden pyörimisnopeus vastaavasti muuttuu tuulennopeuden muuttuessa. Muuttuvanopeuksisissa voimaloissa kärkinopeussuhdetta voidaan muuttaa, jolloin voimala saadaan toimimaan lähellä maksimihyötysuhdettaan jatkuvasti. Muuttuvanopeuksista voimalaa ei kuitenkaan voida kytkeä suoraan sähköverkkoon, sillä ulostulovirta on vaihtuvataajuuksista. Muuttuvanopeuksinen voimala onkin varustettava taajuudenmuuttajalla. [15]

Tuulivoimalan tehonsäätö auttaa voimalan ulostulotehon maksimoinnissa, mutta se on myös olennainen osa voimalan suojausta, jotta vältetään voimalan vahingoittuminen liian suurilla tuulennopeuksilla. Tehonsäätöä voidaan suorittaa kolmella eri menetelmällä, passiivisella sakkaussäädöllä, aktiivisella sakkaussäädöllä tai lapakulmasäädöllä. Passiivinen sakkaussäätö on yksinkertaisin ja edullisin menetelmä, sillä voimalat on suunniteltu siten, että niiden lavat on asetettu sellaisiin kiinteisiin kulmiin, että tuulennopeuden kasvaessa tietyn suuruiseksi ne alkavat sakata eli lapojen nostovoima heikentyä ja voimalasta saatava teho pienentyä. Aktiivisessa sakkaussäädössä tehonrajoitus perustuu niin ikään siihen, että lavat sakkaavat, mutta aktiivisessa sakkaussäädössä lavat on varustettu moottoreilla, jotka voivat muuttaa lapojen kohtauskulmaa tuuleen nähden. Aktiivisella sakkaussäädöllä tehonsäätöä voidaan suorittaa passiivista sakkaussäätöä tehokkaammin ja tehonylityksiä välttää. Lapakulmasäädössä voimalan lapakulmia muutetaan niin ikään lapojen moottoreiden avulla. Lapoja kuitenkin käännetään vastakkaiseen suuntaan kuin aktiivisessa sakkaussäädössä. Lapakulmasäätö aktiivisen sakkaussäädön tavoin mahdollistaa tehon rajoittamisen lähelle nimellistä ja estää tehokkaasti tehon ylityksiä. Lapakulmasäätö on kuitenkin ainoa säätömenetelmä, joka soveltuu muuttuvanopeuksiin tuulivoimaloihin. Muuttuvanopeuksisissa voimaloissa hyötysuhteen maksimointi perustuu kärkinopeussuhteen optimointiin juuri lapakulmasäädön mahdollistamana. [12]

Oma erityinen tuulivoimalatyypinsä ovat vaihteettomat eli suoravetoiset tuulivoimalat. Niissä ei ole lainkaan vaihteistoa, mutta generaattorin tulee olla hyvin moninapainen tahtigeneraattori. Vaihteettomuudella on sekä etuja että haittoja. Vaihteisto on hyvin vikaherkkä ja usein huollettava komponentti, sillä se sisältää paljon liikkuvia osia. Se on myös suuri ja painava kokonaisuus, joten sen sijoittaminen tuulivoimalan huipulle lisää voimalan mekaanisia rasituksia. Toisaalta, vaihteiden jättäminen tuulivoimakokonaisuudesta pois edellyttää merkittävää määrää arvokkaita tehoelektroniikkakomponentteja sekä painavaa tahtigeneraattoria, jolloin vaihteettomuuden edut saattavat jäädä olemattomiksi. [15]

Tulevaisuudessa tuulivoimarakentamisen yhä lisääntyessä ja tullessa merkittäväksi osaksi verkkoon syötettyä tehoa, nousee kysymys sähköverkon jännitteen laadusta olennaiseksi. Tuulivoimaloiden tehonsyötön tasaisuus ja niiden ohjaus tulevat olennaisiksi tekijöiksi voimalakonseptien valinnassa. Muuttuvanopeuksisten voimaloiden kysynnän voidaankin arvioida kasvavan teollisessa tuulivoimatuotannossa, sillä niissä tehontuotantoa voidaan lähes joka hetki maksimoida ja taajuusmuuttajat

vastaavat optimaalisesta tehonsyötöstä verkkoon. Myös erilaisen tehoelektroniikan määrä tulee todennäköisesti voimaloissa yhä kasvamaan. [12]

2.2 Aurinkoenergia

Auringon säteilyä voidaan hyödyntää energiantuotannossa kahdella täysin erilaisella teknologialla, aurinkokennoista koostuvilla aurinkopaneeleilla tuottaen sähköä (Photovoltaics, PV) tai aurinkokeräimillä hyödyntäen auringon lämpösäteilyä (Solar Thermal Energy, STE). Sovellukset vaihtelevat yksittäisen kuluttajan pienjärjestelmistä teollisen mittakaavan voimaloihin.

Aurinkosähkövoimala koostuu lukuisista aurinkopaneeleista. Voimalan energiantuotannon kasvattamiseksi siihen voidaan liittää myös säteilyä keskittävä peili- tai linssijärjestelmä, jolloin puhutaan keskittävästä aurinkosähköjärjestelmästä (Concentrated Photovoltaics, CPV). Peilien ja linssien käyttöön perustuu myös keskittävä aurinkolämpövoima (Concentrated Solar Power, CSP), jossa niin ikään mahdollisimman paljon auringon säteilyä kohdistetaan samalle alueelle ja hyödynnetään alueelle syntyvä lämpömäärä energiantuotannossa, höyryvoimaprosessissa.

Aurinkokennoteknologiaa ryhdyttiin kehittämään 1950-luvulla avaruusteknologian tarpeisiin kennojen pitkän iän, luotettavuuden, ja vähäisen huoltotarpeen vuoksi. 2000-luvun ensimmäisellä vuosikymmenellä aurinkokennojärjestelmät ovat olleet eniten kasvava uusiutuvan energian teknologia maailmassa. Kansainvälisen energiajärjestö IEA:n (International Energy Agency) mukaan aurinkokennokapasiteetti on maailmanlaajuisesti kasvanut vuoden 2000 1,5 GW:sta 40 GW:iin vuoden 2010 loppuun tultaessa [5].

Auringon lämpöenergiaa hyödyntävää suuren kokoluokan keskittävää aurinkolämpövoimateknologiaa on ryhdytty ensimmäisen kerran käyttämään Yhdysvalloissa Kaliforniassa vuonna 1984. Sen rakentamista alueella siivittivät valtion sekä osavaltion määrittelemät verohelpotukset ja ostovelvoitteet. Vuoden 2010 alussa maailmanlaajuinen kapasiteetti oli lähes 1 GW. Keskittävää aurinkolämpövoimaa on tällä hetkellä rakenteilla Yhdysvaltojen lisäksi muun muassa Kiinassa, Intiassa, Marokossa ja Espanjassa ja asennetun kapasiteetin odotetaan nousevan jopa 15 GW:n kokoluokkaan. [16]

Kahdessa seuraavassa alaluvussa kerrotaan aurinkoenergian hyödyntämisteknologioiden toimintaperiaatteista sekä ajankohtaisista käytännön ratkaisuista. Ensin käsitellään aurinkokennoa aurinkosähkötuotannon välineenä, sitten käydään läpi aurinkolämpövoimalan toimintaperiaatteita.

2.2.1 Toimintaperiaatteet

Aurinkokennolla muutetaan auringon säteilyenergiaa suoraan sähköenergiaksi. Valtaosa aurinkokennoteknologiasta perustuu valosähköiseen ilmiöön sekä pn-liitokseen, joka mahdollistaa virran synnyttämisen ulkoiseen virtapiiriin.

Aurinkokeräimiä käytetään tuottamaan lämpöä. Lämpö voidaan käyttää sellaisenaan tai tuottaa sen avulla sähköä. Aurinkokeräinteknologia perustuu siihen, että auringon säteilyn infrapuna-aallonpituudet eli lämpösäteily varastoidaan väliaineeseen.

2.2.1.1 Aurinkosähkövoima

Auringosta lähtevä sähkömagneettinen säteily koostuu valokvanteista eli fotoneista, joilla on tietty energia E_λ . Sähkömagneettisen säteilyn aaltohiukkasdualismin perusteella säteilyllä on hiukkasluonteen lisäksi aaltoluonne eli säteily koostuu myös erilaisista aallonpituuksista λ_f . Fotonin energialla ja säteilyn aallonpituudella on yhteys

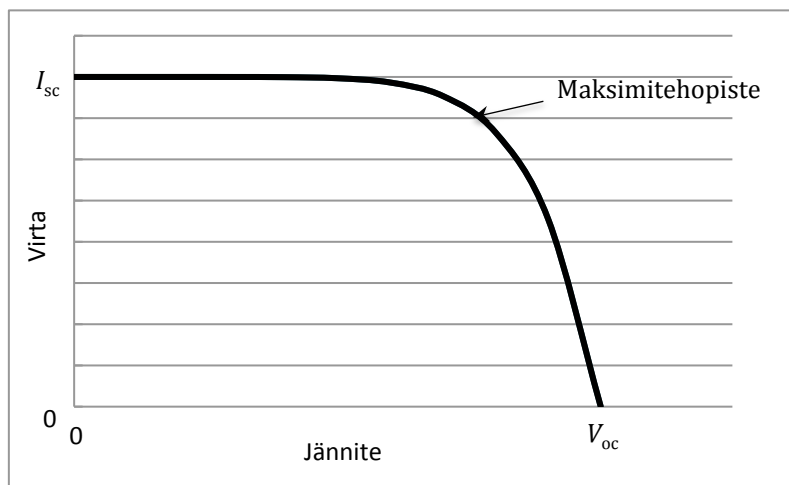
$$E_\lambda = \frac{hc}{\lambda_f}, \quad (13)$$

jossa h on Planckin vakio $= 6,626 \cdot 10^{-34} \text{ J} \cdot \text{s}$ ja c valonnopeus $= 2,998 \cdot 10^8 \text{ m/s}$. [17]

Materiaalin elektroneilla on tietty määrä sallittuja energiatiloja. Jos materiaalilla on kiderakenne, joutuvat atomit lähelle toisiaan ja niiden elektronien välille syntyy vuorovaikutuksia. Vuorovaikutusten johdosta kiderakenteen atomien elektronien sallitut energiatilat levittäytyvät energiavöiksi. Materiaalin ominaisuuksien kannalta on kiinnostavaa tarkastella materiaalin valenssi- ja johtavuusvöitä. Vöiden välillä on materiaalille ominainen energia-aukko. Aurinkokenno pystyy muuntamaan sähköksi vain sellaisen säteilyn, jonka aallonpituus on riittävän pieni ja energia suuri. Fotonin energian tulee olla vähintään materiaalin energia-aukon suuruinen. Johde- ja puolijohdemateriaaleilla vöiden välinen energia-aukko on merkittävästi pienempi kuin eristeillä. Kun auringon säteilyn fotoni kohtaa aurinkokennon pinnan ja sillä on sopiva energiamäärä, pinnan elektronit absorboivat fotonin ja fotonin energia muuttuu elektronien energiaksi. Näin elektronit pääsevät materiaalissa vapaaseen tilaan, valenssivyöltä johtavuusvyölle. Tapahtumaa kutsutaan valosähköiseksi ilmiöksi. Pn-liitos koostuu p- ja n-tyypin puolijohteiden liitoksesta. Puolijohteet ovat materiaaleja, jotka käyttäytyvät eristeiden tavoin absoluuttisessa nollassa. Niiden energia-aukko on kuitenkin pienempi kuin eristeillä, joten lämpötilan kohotessa elektroneja voi siirtyä valenssivyöltä johtavuusvyölle. Seostamisen johdosta p-tyypin puolijohdemateriaalissa on huoneen lämpötilassa yhä enemmän vapaita elektronitiloja ja n-tyypin puolijohdemateriaalissa puolestaan vapaita elektroneja. Näiden seostettujen puolijohteiden liitoskohtaan muodostuu tyhjennysalue, jossa vapaita varauksenkuljettajia ei ole. Tyhjennysalueen yli muodostuukin sähkökenttä n-tyypin vapaiden elektronien siirtyessä p-tyypin vapaisiin elektronitiloihin. Tämä rakenne mahdollistaa sen, etteivät fotonien virittämät elektronit ja vapaat elektronitilat rekombinoidu, sillä sähkökenttä erottelee ne eri puolille pn-liitosta ja edelleen ulkoiseen virtapiiriin. Näin aurinkokenno tuottaa sähkötehoa. [17, 18]

Aurinkokennon ulostuloteho riippuu kennon ulostulojännitteen V ja ulostulovirran I tulosta. Kuvassa 2.4. näkyy erään aurinkokennon virta jännitteen funktiona ($I(V)$ -käyrä). Mitä suurempi aurinkokennomateriaalin energia-aukko on, sitä

suuremmaksi kennon ulostulojännite muodostuu. Tällöin kuitenkin materiaali absorboi yhä harvempia fotoneita ja harvemmat varauksenkuljettajat virittyvät johtavuusvyölle, sillä vain harvojen fotonien energia riittää elektronien virittämiseen. Kennon ulostulovirta siis pienenee. Lisäksi ylimääräiset, liian pienen energian fotonit elektronien virittämisen sijaan vain lämmittävät aurinkokennoa. Jos taas energia-aukko on pieni, useamman fotonin energia on energia-aukon suuruinen. Virta muodostuu nyt siis suuremmaksi, mutta jännite jää alhaisemmaksi. Fotonien energian ollessa materiaalin energia-aukkoa suurempi, muuttuu energiaerotus niin ikään kennon lämmöksi eikä sitä saada hyötykäyttöön. Käytettävän aurinkokennomateriaalin energia-aukon suuruus siis vaikuttaa $I(V)$ -käyrän absoluuttisiin virran ja jännitteen arvoihin. [6]



Kuva 2.4. Aurinkokennon $I(V)$ -käyrä.

Kun aurinkokennoon kytketään kuorma, liikkuu kennon toimintapiste kuorman resistanssin mukaan $I(V)$ -käyrällä. Tyhjäkäyntijännite V_{oc} on suurin kennosta saatava jännite ja oikosulkuvirta I_{sc} vastaavasti suurin kennosta saatava virta tietyissä olosuhteissa. Kennon maksimitehopiste löytyy $I(V)$ -käyrältä ja on esitettävissä kennon tyhjäkäyntijännitteen ja oikosulkuvirran sekä kennon täytekertoimen f avulla seuraavasti:

$$P_{\max} = f V_{oc} I_{sc}. \quad (14)$$

Kennon tuottama maksimiteho kussakin tilanteessa on siis sitä suurempi, mitä suuremmat ovat sen tyhjäkäyntijännite ja oikosulkuvirta. Aurinkokennon toiminnan epäideaalisuuksia kuvaa täytekertoimen f . Jos kennon täytekertoimen olisi yksi, sen $I(V)$ -käyrä olisi suorakulmainen eikä kuvan 2.4. tavoin kaareva. Kennon maksimiteho siis määrittyisi suoraan tyhjäkäyntijännitteen ja oikosulkuvirran tulona. Tähän ei käytännössä kuitenkaan päästä. Tämä johtuu siitä, että aurinkokennossa ja johtimissa tapahtuu aina resistiivisiä häviöitä. Puolijohdemateriaalin kidevirheissä sekä puolijohteen ja metallin liitoskohdissa tapahtuu lisäksi rekombinoitumista eli johtavuusvyölle päässeet elektronit putoavatkin takaisin valenssivyölle eikä niitä saada

hyödynnettyä. Täytekerrointa heikentävät myös keruuhäviöt, kun kaikkia vapaita varauksenkuljettajia ei saadakaan kennon virtakontakteihin. Lisäksi aurinkokennon virtakontaktit vievät osan kennon tuottavasta pinta-alasta. Tulevan valonsäteilyn energiasta saadaan hyödynnettyä vain osa myös siitä syystä, että osa valonsäteistä heijastuu kennon pinnasta poispäin. [7, 17, 18, 19]

Kennojen suorituskymmittaukset kuten hyötysuhteen määrittäminen tehdään standardiolosuhteissa. (Standard test conditions, STC). Näin ollen eri kennojen ominaisuuksia on helpompi vertailla keskenään. Standardiolosuhteissa ilmamassan arvo on AM1,5, kennon lämpötila $T = 25\text{ °C}$ ja auringon säteilyintensiteetti $G = 1000\text{ W/m}^2$. Ilmamassa (Air Mass, AM) ilmaisee saapuvan auringonsäteilyn ilmakehässä kulkeman matkan suhteessa ilmakehän paksuuteen. Näiden välille muodostuu kulma θ . Ilmamassa määritetään lauseella

$$AM = \frac{1}{\cos \theta}. \quad (15)$$

Kun aurinko paistaa kohtisuoraan maanpintaa vasten eli kulmassa 0° , on ilmamassa kaavan mukaisesti yksi (merkitään AM1). Kaavan perusteella AM1,5 vastaa tilannetta, jossa auringon säteily saapuu kulmassa $48,2^\circ$ maanpinnan normaaliin nähden. Säteilyä avaruudessa kutsutaan AM0-säteilyksi, sillä ilmakehää ei ole lainkaan. Säteilyintensiteetti kuvaa auringon säteilytehoa neliometriä kohti. Aurinkovakion arvo on 1367 W/m^2 ja se kertoo auringon säteilyintensiteetin maan kiertoradalla. Maan päälle saapuessaan intensiteetti on pienempi, sillä osa säteilystä vaimenee ilmakehässä. Yksi olennainen aurinkokennon suorituskymmittari on hyötysuhde, joka määritellään yhtälöllä

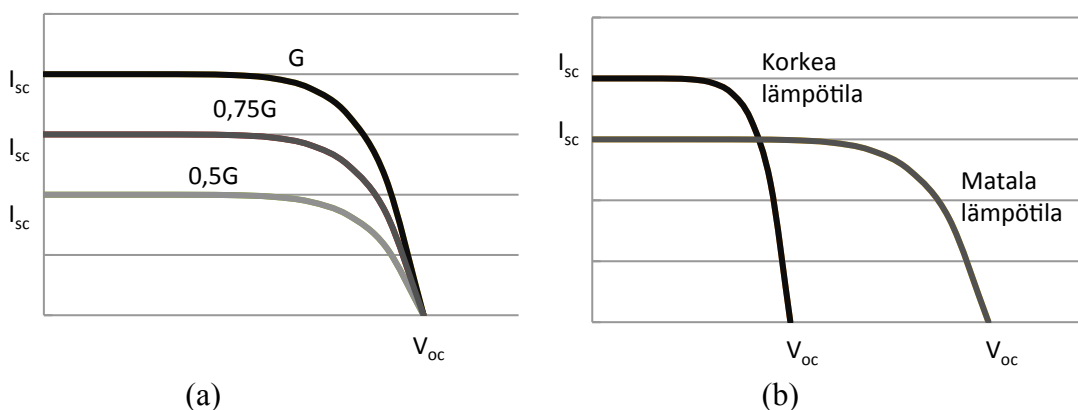
$$\eta = \frac{P_{\max}}{GA} = \frac{fV_{oc}I_{sc}}{GA}, \quad (16)$$

jossa A on aurinkokennon pinta-ala. Hyötysuhde on siis sitä suurempi, mitä suurempi on kennon maksimiulostuloteho suhteessa kennolle saapuvaan säteilytehoon. [6, 10]

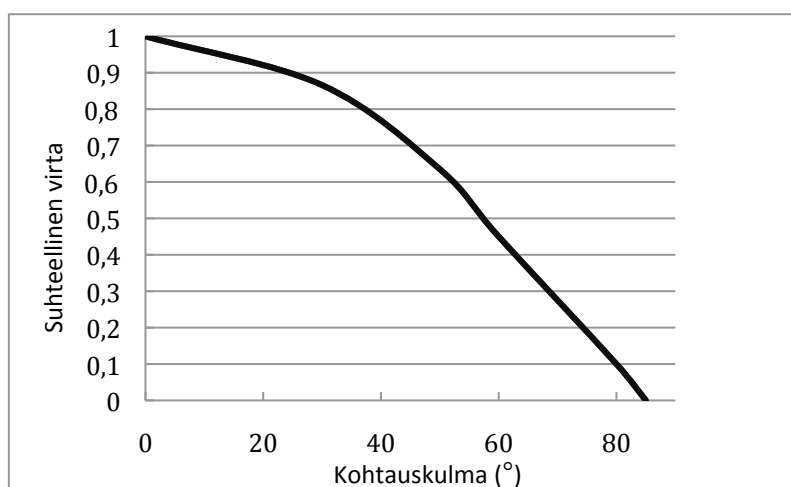
Epäideaalinen täytekerroin siis pienentää aurinkokennosta kullakin ajanhetkellä saatavaa maksimitheoa ja myös kennon hyötysuhdetta. Hyötysuhteeseen vaikuttavat lisäksi kaavassa 15 näkyvällä tavalla kennon tyhjäkäyntijännitteen ja oikosulkuvirran suuruudet, jotka taas riippuvat kennomateriaalin energia-aukon suuruuden lisäksi ympäristöön liittyvistä olosuhdetekijöistä. Standardiolosuhteet takaavat mahdollisuuden vertailla eri kennoja, mutta olosuhteet harvoin kuvaavat kennon todellista toimintaympäristöä. [6, 18, 20]

Olosuhdetekijöistä merkittävimpiä ovat säteilyintensiteetti, kennon lämpötila sekä säteilyn kohtauskulma. Säteilyintensiteetti vaikuttaa merkittävästi, lähes lineaarisesti, oikosulkuvirran suuruuteen. Mitä suurempi säteilyintensiteetti on, sitä suuremmaksi oikosulkuvirta muodostuu. Säteilyintensiteettiä ajatellen edullisin

aurinkosähkön tuotantoympäristö olisikin sellainen, jossa aurinko paistaisi mahdollisimman kirkkaalta taivaalta ja säteily kulkisi ilmakehässä mahdollisimman lyhyen matkan. Tyhjäkäyntijännitteeseen säteilyintensiteetti vaikuttaa vain vähän, mutta nostavasti. Kennon lämpötilalla taas on suurempi vaikutus kennon tyhjäkäyntijännitteeseen. Tyhjäkäyntijännite laskee lämpötilan noustessa, mutta oikosulkuvirta sen sijaan hieman kasvaa. Yhteisvaikutus on kuitenkin se, että lämpötilan kasvu pienentää aurinkokennon ulostulotehoa. Tästä syystä edellä käsitelty ylimääräisen säteilyn fotonien energian muuttuminen aurinkokennon lämmöksi on kennon ulostulotehon kannalta haitallista. Kylmä ilmasto olisikin tästä näkökulmasta eduksi aurinkosähkötuotannolle. Säteilyintensiteetin ja kennon lämpötilan vaikutuksia kennon $I(V)$ -käyrään ilmentävät kuvat 2.5. a ja b. Säteilyn kohtauskulma on säteilyn tulokulman ja kennon pinta-alan normaalin välinen kulma, jonka kasvaessa kennon virta pienenee kuvan 2.6. osoittamalla tavalla. Kohtauskulman kannalta edullisin tilanne olisi, jos säteily saapuisi kennolle mahdollisimman usein nollakulmassa. Optimaalisin sijainti aurinkokennoille olisi siis päiväntasaajalla. [6, 18, 20]



Kuva 2.5. Säteilyintensiteetin (a) ja lämpötilan (b) vaikutus aurinkokennon $I(V)$ -käyrään.



Kuva 2.6. Saapuvan auringonsäteilyn kohtauskulman vaikutus aurinkokennon virtaan. [7, muokattu]

2.2.1.1.1 Aurinkokennon rakenne ja aurinkokennotyypit

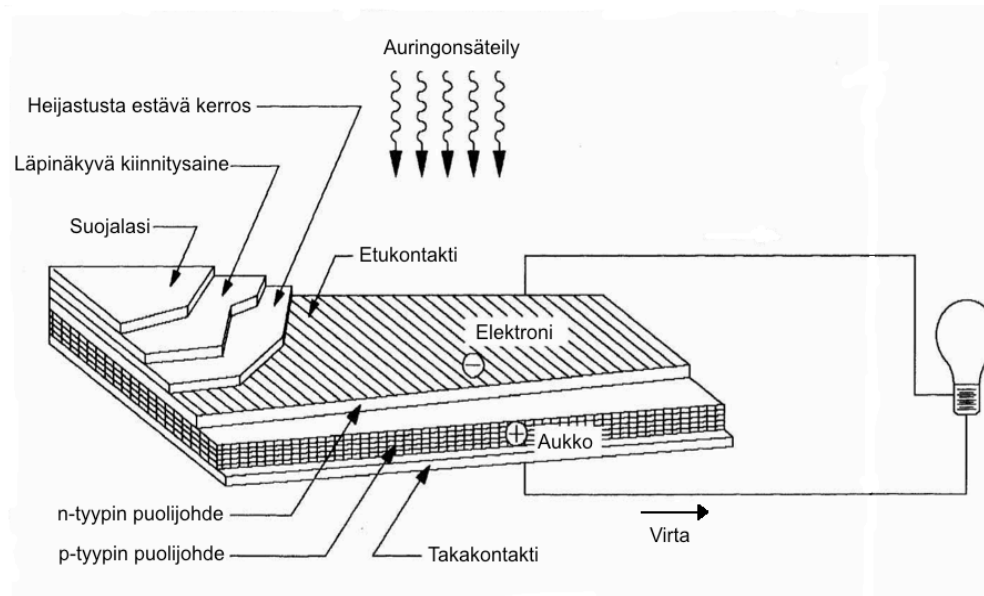
Kiteinen pii (c-Si) on aurinkokennojen yleisin rakennusmateriaali. Kiteisestä piistä valmistettujen aurinkokennojen valmistusprosessit ovat pitkälle kehittyneitä ja kennot rakenteeltaan yksinkertaisia ja luotettavia. Kennot voidaan valmistaa moni- tai yksikiteisestä piistä. Pii on yksi maapallon yleisimmistä alkuaineista, joten sen saatavuus on hyvä. Monikiteinen pii on edullisempaa kuin yksikiteinen yksinkertaisemman valmistusprosessinsa ansiosta, mutta vastaavasti hyötysuhteeltaan hieman heikompaa. Markkinaosuudeltaan moni- ja yksikiteinen pii ovat melko tasoissa, joskin monikiteinen pii on kasvattanut suosiotaan viimeaikoina. Kiteisestä piistä valmistettujen kennojen hyötysuhde on noin 15 – 17 %. Kennon hyötysuhteeseen vaikuttaa puolijohdemateriaalin kyky absorboida auringonsäteilyä eikä pii ole tässä erityisen hyvä. Tästä syystä kennon hyötysuhteen kasvattamiseksi ovat kennot usein paksuja, jopa satoja mikrometrejä. Raaka-ainetta tarvitaan siis paljon ja paksuus heikentää kennon materiaalitehokkuutta. Tästä syystä aurinkokennojen valmistuskustannusten pienentämiseksi on ryhdytty etsimään puolijohdemateriaaleja, joita tarvittaisiin määrällisesti vähemmän vastaavan energiamäärän tuottamiseksi. Kiteisestä piistä valmistettuja kennoja kutsutaan ensimmäisen sukupolven aurinkokennoiksi. Niiden markkinaosuus on edelleen noin 80 %, vaikka ohutkalvoteknologiaan perustuvia kennoja on jo voimakkaasti kehitetty. [21, 22, 23]

Ohutkalvoteknologiaan perustuvat aurinkokennot ovat toisen sukupolven kennoja. Niiden etuna on nimensä mukaisesti siis se, että kennon paksuudeksi riittää vain noin mikrometri. Ohutkalvoteknologialla onkin saatu laskettua aurinkokennojen materiaalikustannuksia. Rakennusmateriaaleina ohutkalvokennoissa käytetään muun muassa amorfista piitä (a-Si), kadmium-telluuria (CdTe), gallium-arsenidia (GaAs) kupari-indium-diselenidiä (CIS) ja kupari-indium-gallium-diselenidiä (CIGS). Ohutkalvokennojen markkinaosuus on noin 20 %. Kaupallisia ohutkalvokennotyyppejä ovat CdTe-kennot, joiden markkinaosuus on noin 13 % sekä a-Si- ja CIGS-kennot, jotka kattavat loppuosan markkinoista. Ohutkalvoteknologian yleistymisen hidasteena ovat kuitenkin alhaiset hyötysuhteet, vaikka laboratorioennätyksissä CIGS-kennoilla onkin jo päästy 20 % hyötysuhteisiin. [21, 22, 23]

Kolmannen sukupolven nanoteknologiaan perustuvien aurinkokennojen kehittämisessä pyritään yhdistämään edulliset valmistuskustannukset ja hyvä hyötysuhde. Tutkimussuuntina ovat väriainemolekyyleihin perustuvat väriaineaurinkokennot sekä orgaaniset aurinkokennot. Näiden lisäksi tutkitaan moniliitoskennoja, joilla saadaan hyödynnettyä samanaikaisesti auringonsäteilyn eri aallonpituuksia asettamalla useita materiaaleja päällekkäin. [23]

Kuvassa 2.7. näkyy aurinkokennon läpileikkaus. Kennon rakenne sisältää olennaisimpina osina puolijohdeliitoksen sekä virtakontaktit edessä ja takana. Näiden lisäksi kennon päällä on läpinäkyvällä kiinnitysaineella kiinnitetty suojalasi sekä heijastusta vähentävä kerros. Suojaus pidentää aurinkokennon käyttöikää merkittävästi. Sähköntuotannossa aurinkokennot yhdistetään paneeleiksi. Paneeleissa kennoja kytetään sarjaan ulostulojännitteen kasvattamiseksi ja rinnan ulostulovirran

kasvattamiseksi. Näin kennoja yhdistelemällä saadaan paneelin ulostulo sovitettua käyttötarkoitukseen. Kiteisestä piistä valmistetut aurinkokennot ovat yleensä kooltaan 12,7 x 12,7 cm tai 15 x 15 cm ja niiden ulostuloteho on 3-4,5 W. Paneeli muodostetaan 60-72 kennosta, jolloin yhden paneelin tehoksi saadaan noin 180-324 W. Kuten jo aiemmin todettiin, auringon säteilyintensiteetti vaikuttaa lähes lineaarisesti aurinkokennon oikosulkuvirtaan. Aurinkopaneeli tuottaa siis eniten siellä, missä auringon säteilyä saadaan eniten. Jos kennoja on paneelissa kytketty sarjaan, vaikuttavat osavarjotkin koko paneelin tuotantoon. Jos sarjaankytketyistä kennoista yksi on varjossa, voivat sarjan muut kennot vielä toimia, mutta useamman kennon joutuessa varjoon käy lopulta niin, ettei koko sarjaankytketty kennosto enää tuota sähköä. Paneelin energiantuotannon kasvattamiseksi sen lämpötila tulisi säilyttää mahdollisimman matalana. Lämpötila kuitenkin nousee helposti, ylimääräisen fotonien energian lämmittäessä kennoa edellä kuvatulla tavalla. Aurinkokennojen lämpötilaherkkydestä voidaan päätellä, että viileän ilmaston alueet soveltuvat tältä osin erinomaisesti aurinkoenergian tuotantoon. Edellä havaittiin jo, että myös auringon kohtauskulma vaikuttaa aurinkokennon tehoon. Aurinkopaneelit asennetaankin mahdollisuuksien mukaan aina optimaaliseen kallistuskulmaansa. Kulma kuitenkin vaihtelee vuorokauden- ja vuodenajan mukaan, joten aurinkopaneeli voidaan myös kiinnittää aurinkoseuraaajaan, joka kääntää paneelin optimaaliseen kulmaansa. Seuraajien avulla voidaan päästä 40-53 % lisätuotantoon riippuen lähteestä. Kuvassa 2.8. nähdään ABB:n Pitäjänmäen tehdashallinsa katolle rakentama 181 kW:n aurinkosähkövoimala. Voimala koostuu 870 aurinkokennosta, joiden pinta-alan tarve on noin 1250 neliometriä. [7, 22, 24, 25]



Kuva 2.7. Aurinkokennon rakenne. [7, muokattu]

Aurinkosähköjärjestelmä koostuu aurinkopaneeliston lisäksi vaihtosuuntaajasta, jonka avulla tuotettu tasavirta muutetaan vaihtovirraksi ja näin voidaan syöttää sähköverkkoon. Tämän lisäksi järjestelmään kuuluu paneeliston ohjausyksikkö sekä

kiinnitysmekanismit ja johdotukset. Aurinkosähköjärjestelmän apulaitteita kutsutaan Balance of System- eli BOS-laitteiksi. [21, 22, 23]



Kuva 2.8. Pohjoismaiden suurin yleiseen sähköverkkoon kytketty aurinkosähkövoimala ABB Oy:n Pitäjänmäellä sijaitsevan tehdashallin katolla. Voimalan nimellisteho 181 kW. [25]

2.2.1.2 Aurinkolämpövoima

Aurinkokeräinteknologiaa hyödynnetään teollisen energiantuotannon mittakaavassa yleisesti keskittävässä aurinkolämpövoimantuotannossa. Keskittävän aurinkolämpövoimantuotannon teknologioita on useita, mutta kaikkia yhdistävä perusidea on, että auringon lämpösäteily pyritään peilien avulla keskittämään rajalliselle alueelle, jonka lämpötila saadaan hyvin korkeaksi. Kaikissa menetelmissä myös toteutuu aurinkokeräimen peruseräiteily, auringon lämpöenergian varastoiminen väliaineeseen.

Keskittävän aurinkovoiman teknologiat jakautuvat neljään päähaaraan sen mukaan, kuinka ne auringon energiaa keskittävät. Yleisintä teknologiaa edustavat paraboliset, jopa sadan metrin pituiset peilikourut, joita on aseteltu vierekkäin. Kourut liikkuvat auringon liikkeen mukana ja keskittävät auringonsäteilyä kourun pohjalle, joissa kulkevat putket absorboivat saapuvan lämpö- eli infrapunasäteilyn. Putket ovat mahdollisimman vähän säteilyä heijastavaa materiaalia, tehokkaasti eristetyt ja sisältävät väliainetta, yleisimmin öljyä, johon saapuva lämpöenergia sitoutuu. Väliaine ohjataan lämmönvaihtimeen, josta lämpöenergialla höyrystetään vettä. Vesihöyrystä tuotetaan perinteisen höyryvoimaproessin avulla sähköä. [26]

Muita käytettäviä teknologioita ovat lineaariset Fresnel-heijastimet, joissa tasaisten tai hieman kaarevien peilien rivistöt heijastavat auringon säteilyä keskeiseen sijaitsevaan pylväsmäiseen kiinteään vastaanottimeen. Järjestelmän etuna on yksinkertaisempi rakenne, sillä lämpöenergia johdetaan suoraan veden höyrystämiseen ja parabolista ratkaisua edullisempi peilien hinta, jolloin järjestelmän kustannukset muodostuvat matalammiksi. Samalla kuitenkin myös energiantuotantomäärä jää

vaatimattommaksi. Aurinkotorneissa lukuisat pienet peilit, heliostaatit on sijoitettu niin kutsutun aurinkotornin ympärille ja heijastavat auringon säteilyä tornin päällä olevaan vastaanottimeen. Lämmitettävänä aineena voi olla jokin väliaine tai suoraan vesi. Järjestelmä yltää korkeisiin hyötysuhteisiin, sillä lämpötila vastaanottimessa saadaan menetelmän avulla hyvin korkeaksi. Paraboliset lautaset taas heijastavat säteilyä polttopisteeseensä, johon vastaanotin on asetettu. Laite kokonaisuudessaan seuraa auringon liikkeitä. Kukin laite on usein varustettu omalla sähköntuotantoyksiköllään, joten lämmönsiirtoon ei tarvita väliainetta ja sähköntuotannon hyötysuhde saadaan todella korkeaksi. Parabolisten lautasjärjestelmien ongelmana on, että suuren kokoluokan voimalan kokoamiseksi niitä tulisi rakentaa suuri määrä, sillä yhden yksikön teho on vaatimaton verrattuna muihin järjestelmiin. Kuvassa 2.9. näkyvät periaatekuvat aurinkolämpövoimaloista. [26]



Kuva 2.9. Erilaisia aurinkolämpövoimalakonsepteja. Kuvassa vasemmalta alkaen parabolisiin peilikouruihin, aurinkotorniin, Fresnel-heijastimiin sekä parabolisiin lautasiin perustuvien järjestelmien periaatekuvat. [26, muokattu]

Suuren mittakaavan energiaratkaisuista aurinkosähköteknologia on yleistynyt aurinkolämpövoimaa nopeammin. Syynä tähän on se, että keskittävä aurinkolämpövoima voi hyödyntää ainoastaan suoraa auringonsäteilyä. Sen sijaan aurinkosähköjärjestelmät voivat hyödyntää myös epäsuoraa eli heijastunutta auringonsäteilyä. Auringon paistaessa kirkkaalta taivaalta, on saapuvasta säteilystä noin 80-90 % suoraa säteilyä, joka on keskittävän aurinkolämpövoimantuotannon kannalta merkittävintä. Pilvisellä säällä suoran auringonsäteilyn määrä on lähes nolla, jolloin keskittävän aurinkolämpövoiman toimintaedellytykset ovat heikot. Sen sijaan aurinkopaneelit toimivat myös pilvisemmällä säällä. [26]

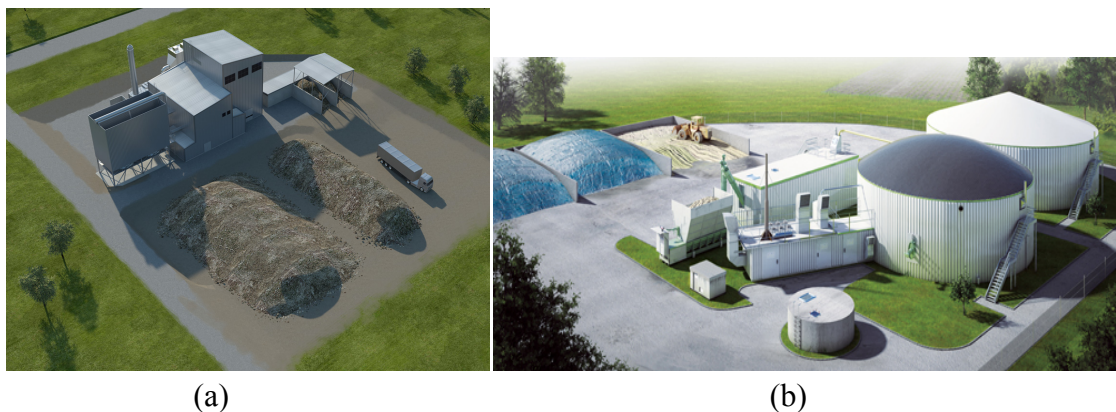
2.3 Bioenergia

Bioenergia on auringosta peräisin olevaa energiaa, joka fotosynteesissä on varastoitunut kasveihin kemialliseksi energiaksi, biomassaksi. Fotosynteesi eli yhteyttäminen on prosessi, jossa kasvit auringon säteilyenergian ja ilmasta tai vedestä saamansa hiilidioksidin avulla tuottavat pääasiassa happea ja glukoosia eli rypälesokeria sekä muita yhteyttämistuotteita. Ravintoketjun myötä kasvien kemiallinen energia kulkeutuu kasveista myös eläimiin. Termillä bioenergia viitataan nimenomaan uusiutuvaan bioenergiaan. Toki myös hitaasti uusiutuvan turpeen ja uusiutumattomien fossiilisten

polttoaineiden energia on alun perin auringosta peräisin, mutta ne ovat läpikäyneet myös muita niin pitkäaikaisia prosesseja, ettei niitä lueta tähän joukkoon. Bioenergia on myös hiilidioksidineutraalia, jos bioenergiaa hyödynnetään kestäväällä tavalla. Kasvien varastoima hiilidioksidi vapautuu bioenergiaa hyödynnettäessä, mutta uusien kasvien kasvaessa hiilidioksidi jälleen sitoutuu biomassaan fotosynteesissä. [6, 27]

Energiantuotannossa bioenergiaa voidaan hyödyntää suorassa poltossa biomassana tai kaasutettuna biomassana, biokaasuna sekä nestemäisinä tai kaasumaisina liikennepolttoaineina. Tässä työssä keskitytään tarkastelemaan sähkön ja lämmön tuotantoa biomassan ja biokaasun avulla. Biomassan ja biokaasun yhdisteisiin kemialliseen muotoon sitoutunut energia vapautetaan polttoprosessissa lämpöenergiaksi. Lämpöenergia voidaan hyödyntää sellaisenaan tai jalostaa sähkö- tai mekaaniseksi energiaksi. Polttamalla biomassaa lauhdevoimalaitoksissa voidaan tuottaa höyryvoimaprosessiin perustuen pelkkää sähköä. Lauhdevoimaloiden kokonaisyötysuhde on parhaimmillaan noin 44 – 46 %. Hyötysuhteen kasvattamiseksi voimalat voidaan rakentaa yhteistuotantolaitoksiksi eli CHP-laitoksiksi (Combined Heat and Power), jotka tuottavat sekä sähköä että lämpöä. Lämmön sijaan laitokset voivat myös tuottaa teollisuushöyryä teollisuuden tarpeisiin. Energiantuotannon kokonaisyötysuhde voidaan saada CHP-laitoksessa todella korkeaksi, jopa 90 %:iin. Yhteistuotantolaitoksen rakentamisessa on huomioitava erityisesti lämmön tai teollisuushöyryn kysyntä ja kysynnän vaihteluiden vaikutukset voimalan toimintaan. Biokaasuenergiaa voidaan tuottaa kaasumootorein tai –turbiinein. Bioenergian tuotantoon liittyvät energiantuotantoprosessit itsessään ovat hyvin perinteistä teknologiaa, jota on hyödynnetty jo pitkään ja laajamittaisesti energiantuotannossa fossiilisin polttoainein. Uutta onkin kasvava uusiutuvien energialähteiden käyttö prosessien polttoaineina, niihin liittyvät lisäämistavoitteet ja lisäämiseen ohjaavat keinot. [28]

Seuraavissa alaluvuissa esitellään biomassan ja biokaasun alkuperiä, biomassan hankintaprosessia sekä biokaasun valmistusprosessia. Tarkastellaan lyhyesti myös niitä energiantuotantoprosesseja, joissa bioenergiaa hyödynnetään. Kuvassa 2.10. nähdään esimerkkikuvat biomassan- ja biokaasuenergiantuotannosta. Kuva a on havainnekuva Metson ja Wärtsilän yhteisyrityksen MWpowerin Saksaan toimittamasta 5 W_e/10 W_{th} voimalaitoksesta. Kuva b on havainnekuva Schmack Biogas GmbH:n tuotteisiin kuuluvasta suuremman kokoluokan biokaasulaitoskokonaisuudesta. [29, 30]



Kuva 2.10. Esimerkkikuvat MW Powerin toteuttamasta biomassaa polttavasta voimalasta (a) sekä biokaasua ja edelleen energiaa tuottavasta Viessmann groupiin kuuluvan Schmack Biogas GmbH:n tarjontaan kuuluvasta biokaasuvoimalasta (b). [29, 30]

2.3.1 Biomassa

Biomassaa on kaikki puu-, kasvi- ja eläinperäinen aines. Yleisesti ottaen energiantuotannossa hyödynnetään niitä osia edellisistä, jotka ovat jonkin prosessin tai toimenpiteen jälkeen jääneet ylimääräisiksi. Tämä johtuu siitä, että itse materiaali on yleensä liian kallista energiakäyttöön ja sen sijaan se on järkevämpää jalostaa muiksi tuotteiksi.

Tuotettaessa energiaa biomassasta tärkeimpiä käytettäviä primäärienergiavirtoja ovat metsätähdehake, teollisuudessa syntyvät sivuvirrat, kierrätyspuu sekä eläinperäiset biomassat. Metsätähdehaketta jää jäljelle metsien harvennusten ja korjuun jälkeen. Metsäteollisuuden sivuvirtoina syntyy kuoriainesta, latvuksia, kantoja, risuja ja muuta vastaavaa. Näiden lisäksi energiantuotannossa voidaan hyödyntää myös viljeltäviä peltobiomassoja, kuten olkia, viljanjyviä, ruokohelpeä ja järviruokoa sekä edellisistä ja sahanpurusta valmistettuja pellettejä ja brikettejä. Jäte on uusiutuvaa energiaa niiltä osin, kun se koostuu biomassasta, esimerkiksi paperipohjaisista materiaaleista tai elintarvikejätteistä. [31]

Biomassaa voidaan hyödyntää energiantuotannossa joko suoraan polttamalla se ja hyödyntämällä lämpövoimaprosessissa tai kaasuttamalla se ensin tuotekaasuksi. Kaasutusprosessissa kaasuttavan aineen happi reagoi korkeassa lämpötilassa kaasutettavan aineen kanssa muodostaen tuotekaasua, joka koostuu pääosin hiilimonoksidista, typestä, vedystä sekä metaanista. Kaasun tarkka koostumus riippuu kaasutuslämpötilasta. Tätä tuotekaasua voidaan hyödyntää energiantuotannossa kaasuturbiini- tai kaasumootorilaitoksissa. Biomassan kaasutusratkaisun etu suoraan polttoon ja höyryvoimaproessiin nähden on pääsy parempaan hyötysuhteeseen sähköntuotannon osalta. Tähän pyritään, koska sähkömarkkinoilta saatavat tuotot ovat suurempia ja sähkölle on aina kysyntää. Lämmön kysyntä heikkenee voimakkaasti kesällä. Biomassan kaasutusta ei käsitellä tässä työssä tarkemmin. [32]

2.3.1.1 Biomassan polttoprosessi

Biomassapolttoaine voi koostua useista erilaisista raaka-aineista, jolloin polttoaine on kosteudeltaan ja palakooltaan hyvin vaihtelevaaluista. Biomassan polton ympäristöystävällisyyden takaamiseksi polttoaineen poltolla on tärkeä rooli. Polttoaineen täydellinen palaminen suotuisissa olosuhteissa on vähäpäästöisen energiantuotannon edellytys. Epätäydellisessä palamisessa suurimpina riskeinä ovat hiukkas- ja hiilimonoksidipäästöjen syntyminen. Biopolttoaineiden laadun vaihtelevuuden ja ympäristöystävällisyysvaatimuksen johdosta biopolttoaineiden poltto vaatii myös polttoprosessilta tasalaatuisia polttoainetta enemmän ja on haasteellisempaa. Biomassan poltossa polttotekniikoina käytetään arinapolttoja sekä leijupolttia. [33]

Arinapoltto on perinteistä polttotekniikkaa ja sitä käytetään yleisimmin polttoaineteholtaan alle 10 MW:n laitoksissa. Arinapoltto koostuu kolmesta kriittisestä osakokonaisuudesta, jotka takaavat, että poltto tapahtuu mahdollisimman tehokkaasti ja vähäpäästöisesti. Nämä osakokonaisuudet ovat arina, polttoaineen syöttöjärjestelmä ja palamisilman syöttöjärjestelmä. Polttoaineen syöttöjärjestelmä syöttää polttoaineen arinalle koko arinan leveydeltä, mahdollisimman tasaisena kerroksena, jotta koko massan palaminen tapahtuu tasaisesti. Palamisilma syötetään yleensä kahdessa tai mahdollisesti kolmessa vaiheessa, joista ensimmäinen vaihe eli primääri-ilma syötetään arinan alta, polttoaineen täydellisen palamisen takaamiseksi. Sekundaari- ja mahdollinen tertiääri-ilma syötetään arinan päältä ja niiden avulla poltetaan polttoainekerroksesta haihtuneet palamiskelpoiset kaasut. Arina voi olla kiinteä viistotai tasoarina, mekaaninen, pyörivä tai kekoarina mutta heterogeeniset ja erikoislaatuiset polttoaineet vaativat yleensä mekaanisen arinan. Käytettävistä raaka-aineista ja niiden käsittelymenetelmistä riippuen biomassapolttoaineet voivat olla laadultaan hyvinkin heterogeenisiä, jolloin ne usein vaativat mekaanisen arinan. Arina kuitenkin valitaan tapauskohtaisesti käytettävien polttoaineiden mukaisesti. [32, 33, 34, 35]

Arinapolton etuna on pieni omakäyttöteho, sillä arinan koostumus on kohtuullisen yksinkertainen. Arinapoltossa myöskään polttoaineen palakoko ei ole yhtä rajoitettu kuin muissa tekniikoissa, vaan arinapoltossa voidaan hyödyntää myös suurempaa palakokoa. Arinapoltto vaatii polttoaineelta kuitenkin tasaista palakokoa. Lisäksi se on säätöominaisuuksiltaan hidas ja täydellisen palamisen saavuttaminen on haasteellista ja vaatii paljon palamisilmaa. [33, 35]

Suuremman kokoluokan voimaloissa käytetään pääasiassa leijupolttokattiloita. Leijupoltossa polttoaine poltetaan leijupedissä, joka on yleensä ilmassa leijutettavaa hiekkaa. Leijupolttotekniikat jaetaan kahteen ryhmään pedin käyttäytymisen mukaan. Kerrosleijukattiloiden leijutusmateriaali pysyy leijukerroksessa, mutta kiertoleijupedissä materiaali kulkeutuu leijutuskaasun mukana pois leijutustilasta. Kerrosleijukattiloissa polttoaine syötetään leijupedin päälle, mutta kiertoleijukattiloissa polttoaine voidaan sekoittaa prosessiin palautettavaan leijumateriaaliin. [33, 35]

Leijupetipoltto mahdollistaa polttoaineen tasaisen palamisen pedin suuren ominaislämpökapasiteetin ja polttoaineen hyvän sekoittuvuuden myötä. Näin ollen

leijupetitekniikkaa käyttävässä voimalassa voidaan joustavasti hyödyntää myös huonompia ja vaihtelevalaatuisia polttoaineita. Leijupetitekniikan avulla huonolaatuisia, matalan lämpöarvon ja korkean kosteuspitoisuuden polttoaineita voidaan polttaa hyvällä palamishyötysuhteella. Leijupetitekniikan heikkoutena on korkea omakäyttöteho leijutuksen vaatiman paineilman tuoton vuoksi. [33, 35]

2.3.2 Biokaasu

Biokaasu on kaasua, jota muodostuu biomassasta, kun orgaaninen aines hajoaa hapettomissa olosuhteissa eli mädäntyy. Biokaasu sisältää tavallisesti noin 40-70 % metaania ja 30-60 % hiilidioksidia sekä pieniä määriä rikkiyhdisteitä. Metaanipitoista kaasua on myös biokaasun tavoin käytettävä maakaasu. Maakaasu on kuitenkin uusiutumaton fossiilinen polttoaine, jota on syntynyt aikojen saatossa maan uumenissa. Maakaasua tuotetaan öljynporauksen yhteydessä ja sen polttaminen vapauttaa ilmakehään luonnollisesta kierrosta jo poistunutta hiilidioksidia. Biokaasua valmistetaan sen sijaan orgaanisia yhdisteitä sisältävistä raaka-aineista, kuten kasveista. Biokaasun polttaminen lisää ilmakehän hiilidioksidimäärää hetkellisesti. Kasvit kuitenkin uusiutuvat nopeasti ja yhteyttäessään sitovat ilmakehän hiilidioksidia näin edesauttaen hiilen luonnollista kiertokulkua. Biokaasun tuottamisesta jää lisäksi jäljelle erittäin korkean ravinnepitoisuuden sisältävää ainesta, joka voidaan palauttaa luontoon tehokkaana lannoitteena ja näin vaalia myös maaperän ravinnepitoisuutta. [36]

Biokaasu on siis suurilta osin metaania. Metaani on yli kaksikymmenkertaisesti hiilidioksidia haitallisempi kasvihuonekaasu. Suuria määriä biokaasua syntyy jatkuvasti itsestään teollisuuden ja yhdyskuntien orgaanisesta jätteestä ja jätöksistä esimerkiksi kaatopaikoilla sekä maatilojen ja jätevedenpuhdistamoiden lietesäiliöissä. Luonnossa sitä syntyy muun muassa luonnon kosteikoilla, kuten soilla sekä vesistöjen pohjakerroksissa. Kaatopaikoilla biokaasun kerääminen on pakollista, jotta metaanin pääsy ilmakehään saataisiin estettyä. Kaatopaikat ovatkin suurin biokaasun lähde. Biokaasua voidaan myös valmistaa hallitusti bioreaktoreissa. [36, 37]

2.3.2.1 Biokaasun tuotantoprosessi

Biokaasua muodostuu, kun orgaaninen aines hajoaa hapettomissa eli anaerobisissa olosuhteissa. Biokaasua tuotetaan bioreaktoreissa jätevedenpuhdistamoilla, maatiloilla ja yhteismädätyslaitoksissa sekä pumpataan kaatopaikoilta. Anaerobinen hajoaminen on biologinen prosessi, jossa erilaiset mikrobit hajottavat lähtöaineksen yhdisteitä. Prosessin ensimmäisessä vaiheessa, hydrolyysissä haponmuodostajabakteerien erittämät entsyymit hajottavat raaka-aineen yhdisteitä yksinkertaisiksi liukoisiksi yhdisteiksi, niin kutsutuiksi hydrolyysiyhdisteiksi. Happokäymisvaiheessa nämä hajoavat edelleen haihtuviksi rasvahapoiksi. Asetogeenisvaiheessa vetyä tuottavat bakteerit hajottavat rasvahapot vedyksi, hiilidioksidiksi ja asetaatiksi. Nämä kolme ovat metaanin muodostumisessa olennaisia, sillä niistä metanogeenibakteerit muodostavat prosessin viimeisessä vaiheessa metaania. [38]

Anaerobinen hajoaminen ja biokaasun muodostuminen vaativat onnistuakseen suotuisat olosuhteet. Bioreaktorissa pH-arvon eli happamuuden, lämpötilan sekä ravinnemäärän tulee olla sopivat, jotta prosessi voi toimia. Optimaalisena pH-arvona pidetään 6,5-7,5, joka prosessin happokäymisvaiheessa meinaa usein laskea. Prosessin kykyä vastustaa pH:n muutoksia kutsutaan puskurointikyvyksi. Anaerobinen hajoaminen tarvitsee myös jonkin verran lämpöä ja tämä lämmön tarve voidaan kattaa yhteistuotantolaitoksen lämmöntuotannolla. Mesofiilinen prosessi vaatii 35-38 °C:n lämpötilan ja termofiilinen prosessi hieman korkeamman, noin 55 °C:n lämpötilan. Vaikka termofiilinen prosessi vaatii korkeamman lämpötilan, liittyy siihen useita muita etuja mesofiiliseen prosessiin verrattuna, kuten jätteiden nopeampi ja tehokkaampi hajoaminen, lopputuotteen parempi hygieenisuusaste sekä pienempi tarvittava reaktoritilavuus. Pienemmän reaktorin rakentamiskustannukset muodostuvat alhaisemmiksi. Mesofiilisen prosessin etuna on sen vakaa toiminta ja pienempi lämpöenergian tarve. Mesofiiliseen prosessiin voidaan kuitenkin käytettävistä raaka-aineista riippuen joutua lisäämään erillinen hygienisointiprosessi. Biokaasun tuotantoprosessin mikrobit tarvitsevat oikean pH:n ja lämpötilan lisäksi oikeassa tasapainossa erilaisia ravintoaineita. Tästä syystä erilaisten jäte- ja lietejakeiden yhdistäminen on kannattavaa. Yhteismädätyslaitosten etuna on juuri se, että niissä biokaasun tuotantoon käytetään useita erilaisia jakeita, jolloin biokaasutuotannolla on edullisemmat olosuhteet ja tuotanto tehokkaampaa. Lannan sekoittaminen muuhun raaka-aineeseen lisää prosessin puskurointikykyä. Yhteismädätyslaitoksessa haasteena on, että kaikista käytettävistä raaka-aineista on huolellisesti pidettävä kirjaa, sillä prosessin lopputuotteiden käyttö ja käsittely on tarkasti säädeltyä. Yhteismädätyslaitoksessa joudutaan lisäksi panostamaan enemmän tuotteen homogenisointiin, sillä saapuva raaka-aine on hyvin vaihtelevaa. [38]

Biokaasun tuotantotavat voidaan myös jakaa käytettävän raaka-aineen kosteuspitoisuuden mukaan märkä- ja kuivaprosesseihin. Kuivaprosessissa biokaasun raaka-aineen kuiva-ainepitoisuus on 20-40 %. Metaanin tuotto reaktoritilavuutta kohden on kuivaprosessissa suurempi ja raaka-aineen lämmittämiseen kuluu vähemmän energiaa, kun raaka-aineen nestepitoisuus on alhaisempi. Märkäprosessin etuna on parempi puskurointikyky, jolloin prosessin pH-arvo on stabiilimpi ja se vaatii kuivaprosessia vähemmän valvontaa. Toisaalta, märkäprosessissa kustannuksia aiheuttavat lopputuotteena syntyvän suuren jätevesimäärän, rejektiveden puhdistustoimenpiteet. Jatkuvatoimisessa biokaasutuotantoprosessissa reaktoriin syötetään tasaisesti raaka-ainetta ja prosessi tuottaa lopputuotteitaan jatkuvasti. Panosreaktori sen sijaan täytetään tietyin väliajoin ja sen biokaasun tuotanto on huomattavasti vaihtelevampaa. [38, 39]

Biokaasua voidaan aikaansaada mädättämällä lähes mistä tahansa orgaanisesta aineksesta. Biokaasun energiasisältö on sitä suurempi, mitä enemmän se sisältää metaania. Yksi normaalikuutiometri metaania vastaa energiamäärältään noin kymmentä kilowattituntia ja noin yhtä litraa kevyttä polttoöljyä. Normaalikuutiometri tarkoittaa yhtä kuutiometriä kaasua normaali-ilmanpaineessa 101,3 kPa ja 0 °C:n lämpötilassa.

Työssä käsiteltävät kaasutilavuudet kuvaavat tilannetta näissä olosuhteissa. Eri raaka-aineista tuotettava biokaasu on metaanipitoisuudeltaan erilaista. Suurin metaanipitoisuus aikaansaadaan teurasjätteellä, noin 550 m³ metaania tonnia orgaanista ainetta kohden. Teurasjäte voi olla niin elintarviketuotannon jätteitä kuin muustakin teollisuudesta, kuten turkisteollisuudesta peräisin olevia sivuvirtoja. Erinomaisia metaanintuottajia ovat myös erilliskerätyt biojätteet (500 – 600 m³/t) ja kasvibiomassat (300 – 450 m³/t), jotka voivat koostua energiakasveista ja kasvijätteistä. Vähiten metaania painoonsa nähden tuottavat yhdyskuntien ja maatilojen lietteet. Erityisesti eläinten lanta kuitenkin on hyvä perusmateriaali biokaasun tuotantoprosessissa, sillä sen saatavuus ympäri vuoden on hyvä, se sisältää kattavasti biokaasun muodostumisreaktioissa tarvittavia ravinteita ja sen puskurointiominaisuudet ovat hyvät. Ligniini on kuitua, joka vahvistaa kasvien soluseinämiä. Se hajoaa biokaasuksi hyvin hitaasti ja tästä syystä ligniiniä sisältävät jakeet, kuten puu, soveltuvat huonosti biokaasutuotantoon. Edellä esitetyt lukemat kuvaavat raaka-aineiden metaanintuottopotentiaaleja tonneina kuiva-ainetta kohden. Taulukossa 2.1. näkyvät metaanintuottopotentiaalit raaka-aineiden märkäpotentiaalia kohden. Taulukon lukemat kuvaavat realistisemmin biokaasuvoimalalle saapuvaa käsittelemätöntä raaka-ainetta. [32, 38]

Taulukko 2.1. Biokaasutuotannossa käytettävien raaka-aineiden metaanintuottopotentiaali märkäpainoa kohden. [38]

Raaka-aine	Metaanintuottopotentiaali (m ³ /märkäpaino)
Teurasjäte	150
Biojäte	100-150
Kasvibiomassa	30-150
Jätevedenpuhdistamoliete	5-150
Lehmän lanta	7-14
Sian lanta	17-22

Biokaasutuotannossa siis yleensä hyödynnetään materiaaleja, jotka ovat muiden prosessien jätteitä tai sivuvirtoja. Biokaasua voidaan kuitenkin tuottaa myös viljellystä kasvibiomassasta. Tanskassa ja Saksassa, missä biokaasuvoimaloita on rakennettu jo mittavasti, on raaka-aineen kysyntä kasvanut ja myös kasvibiomassan hyödyntäminen tullut ajankohtaiseksi. Maissi on viljelykasveista suosituin ja sitä voidaan viljellä joutomaalla biokaasutuotantoa varten. Maissin metaanintuotantopotentiaali on jopa 400-600 m³ tonnia orgaanista ainetta kohden. Muita suosittuja viljelykasveja ovat erilaiset ruohot, juurikasvit sekä auringonkukat. Ligniinin määrä lisääntyy myös kasveissa, kun ne vanhenevat. Näin ollen biokaasutuotantoon käytettävien kasviperäisten aineiden korjuu on tehtävä silloin, kun niiden biokaasuntuotto on suurimmillaan. Viljeltävää kasvibiomassaa on saatavilla biokaasutuotannon raaka-aineeksi vain tiettyinä aikoina ja muulloin se on varastoitava. Muita raaka-aineita syntyy yleensä tasaisemmin ympäri vuoden. [40]

2.3.3 Energiantuotantomenetelmät

Edellä on esitelty, millaisia raaka-aineita bioenergia kattaa. Tämä alaluku kertoo yleisimmät käytetyt menetelmät, joiden avulla raaka-aineiden sisältämä kemiallinen energia muutetaan sähkö- ja lämpöenergiaksi.

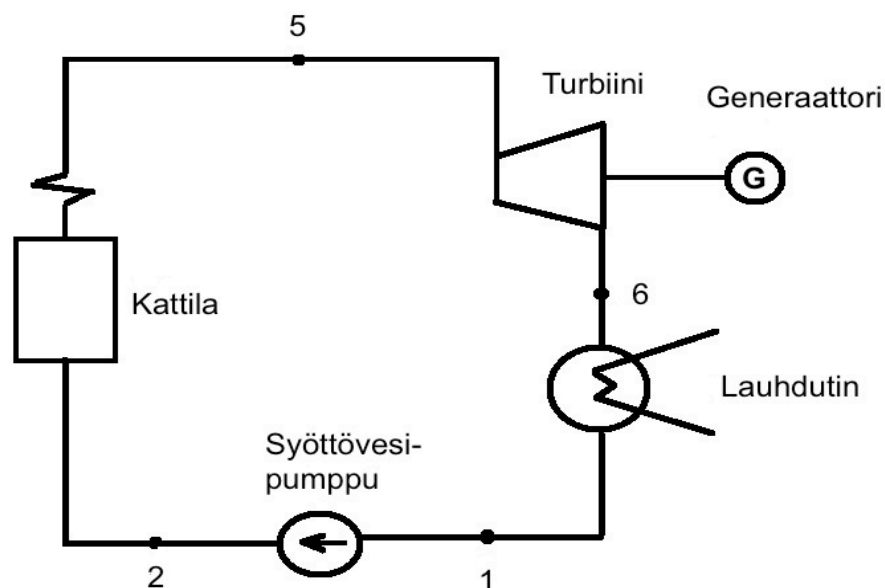
Esiteltäviä menetelmiä ovat väliaineenaan vesihöyryä käyttävä höyryvoimaprosessi sekä väliaineenaan kaasua käyttävät kaasumoottori- ja mikroturbiiniprosessit. Höyryvoimaprosessia käytetään kiinteiden polttoaineiden prosesseissa, tässä tapauksessa biomassaa poltettaessa ja kaasua- ja mikroturbiiniprosesseja kaasumaisten polttoaineiden prosesseissa. Kaasumaisia polttoaineita voivat biopolttoaineista olla biokaasu ja tuotekaasu. Kaikkien kiertoprosessien suurin mahdollinen hyötysuhde on Carnot-hyötysuhde, joka määritetään

$$\eta = 1 - \frac{T_{\min}}{T_{\max}}, \quad (17)$$

jossa T_{\max} on se lämpötila, jossa lämpöä tuodaan prosessiin ja T_{\min} määräytyy ympäristön lämpötilasta. Kehitys tähtääkin kiertoprosessien hyötysuhteen parantamisessa lähinnä lämmöntuontivaiheen lämpötilan nostamiseen laitteiden materiaalien kestävyyspuolella. [28]

2.3.3.1 Höyryvoimaprosessi

Kiinteän biomassan suoralla poltolla voidaan tuottaa energiaa höyryvoimalaitoksessa. Höyryvoimalaitoksen toiminta perustuu siihen, että polttoaineen kemiallinen energia vapautetaan polttamalla polttoaine polttokattilassa, kuten arina- tai leijukattilassa, Vapautunut lämpöenergia ohjataan höyryvoimaprosessiin eli Clausius-Rankine – prosessiin. Höyryvoimaprosessissa lämpöenergialla höyrystetään vettä ja vesihöyryn avulla tuotetaan sähköä. Prosessin eteneminen näkyy kuvassa 2.11. Prosessin kohdassa 1-2 veden paine nostetaan syöttövesipumpun avulla höyrystymislämpötilaa vastaavaan kyllästysarvoon. Kohtien 2 ja 5 välillä paineistettu vesi kuumennetaan höyrystymislämpötilaan vakiopaineessa ja sen jälkeen vesi höyrystyy höyrykattilassa. Kun höyryn lämmittäminen kattilassa jatkuu, aikaansaadaan korkeapaineista tulistettua höyryä ja ollaan kuvan 2.11. kohdassa 5. Tulistettu höyry ohjataan seuraavaksi höyryturbiiniin (kohta 5-6), jossa se paisuu isentrooppisesti eli systeemin entropia säilyy vakiona. Pyörivä höyryturbiini on kytketty generaattoriin, joka tuottaa sähköä. Kun höyry on läpäissyt turbiinin, sen paine ja lämpötila ovat laskeneet. Höyry siirtyy tämän jälkeen lauhduttimeen (kohta 6-1), jossa se lauhduttaa jälleen vedeksi. Systeemi kiertää tällä tavoin jatkuvasti tuottaen sähköä. [28]



Kuva 2.11. Clausius-Rankine –kierron prosessikaavio (höyryvoimaprosessi). [28, muokattu]

Sähköä tuottava höyryvoimalaitos on lauhdevoimalaitos, sillä höyry jäähdytetään sähköntuotannon jälkeen lauhduttimessa esimerkiksi meri- tai järvivedellä ja prosessin tuottamalla lämpö kuluu veden lämmittämiseen. Jos voimalaitoksen lauhduttimelle menevä lämpö hyödynnetään kaukolämmön tai prosessihöyryn tuotannossa, on kyseessä yhteistuotantolaitos. Pienessä kokoluokassa voimaloita voidaan myös käyttää pelkkään lämmöntuotantoon. [28]

Vastapaineturbiinilla varustetussa höyryvoimalassa turbiinilta tuleva höyry lauhdutetaan kaukolämmönvaihtimessa hetkellistä lämmöntarvetta vastaavassa vastapaineessa. Näin prosessista yli jäävä lämpö voidaan johtaa kaukolämpöverkkoon. Teollisuuden vastapainelaitokset tuottavat prosessihöyryä teollisuuden tarpeisiin. Sähkön ja lämmön yhteistuotannolla päästään kaukolämpövoimaloilla parhaimmillaan noin 90 % kokonaishyötysuhteeseen, kun lauhdevoimalaitoksen kokonaishyötysuhde on parhaimmillaankin vain noin 44-46 %. Yhteistuotantolaitoksen sähköteho on kuitenkin lauhdevoimalaitoksen sähkötehoa noin 10 % alhaisempi. Tämä johtuu siitä, ettei höyry ehdi kaukolämmönvaihtimessa paisua yhtä alhaiseen paineeseen ja jäähtyä yhtä matalaan lämpötilaan kuin lauhduttimessa. [28]

Höyryvoimaprosessiin perustuvan voimalan kokonaishyötysuhteeseen vaikuttaa itse höyryvoimaproessin hyötysuhde, mutta myös muiden kokonaisuuksien hyötysuhteet, sillä koko voimalan toiminta koostuu monesta eri vaiheista. Kokonaishyötysuhteeseen vaikuttaa muun muassa polttoaineen polttokattilan hyötysuhde ($\sim 0,9$), joka aiheutuu polttoaineen palamishäviöistä sekä lämpöhäviöistä, kun lämpöä säteilee kattilasta pois ja kulkeutuu ulos prosessista kuumien savukaasujen mukana. Turbiinin mekaaninen hyötysuhde sekä generaattorin hyötysuhde vaikuttavat

niin ikään, mutta ovat hyvin korkeita, noin 0,95 – 0,98. Omakäyttöhyötysuhde huomioi laitoksen käytöstä aiheutuvat häviöt. [28]

Vastapainevoimalaitoksen rakennussuhde kertoo tuotetun sähkön ja lämmön suhteen. Mitä pienempi voimalan rakennussuhde on, sitä pienempi osa tuotetusta energiasta on sähköä. Teollisuuden vastapainelaitoksissa luku on noin 0,2-0,3, mutta kaukolämpöä tuottavissa vastapainelaitoksissa jopa yli kaksinkertainen. Rakennussuhdetta pyritään monissa tapauksissa maksimoimaan, sillä sähkömarkkinoilta saatavat tulot ovat lämpömarkkinoita suuremmat. CHP-laitoksen tuotantoa optimoidaan lämmöntarpeen mukaan eli laitos toimii silloin, kun lämmölle on kysyntää. Tämä tarkoittaa sitä, että myös sähköntuotannon määrä riippuu lämpökuormasta. Tällä voi olla negatiivinen vaikutus laitoksen kannattavuuteen, jos lämmölle ei ole riittävästi kysyntää ja laitosta joudutaan seisottamaan. Yhteistuotantolaitoksen rakentamisessa onkin varmistuttava siitä, että myös tuotetulle lämmölle löytyy kysyntää. Sähkö- ja lämpötehon suhdetta yhteistuotantolaitoksessa voidaan kuitenkin jonkin verran muuttaa reduktion ja lisäjähdytyksen tai lämpöakun avulla. Lisäjähdytyksellä tai lämpöakulla voidaan kasvattaa sähköntuotannon osuutta suhteessa tuotettuun lämpöön. Reduktiossa höyryä päästetään turbiinin ohitse suoraan prosessihöyryksi tai kaukolämmönvaihtimeen. Näin saadaan tarvittaessa lisättyä prosessin lämmöntuotantoa sähköntuotantoon verrattuna. Toimenpiteet kuitenkin laskevat laitoksen kokonaishyötysuhdetta. [28, 33]

2.3.3.2 Kaasumoottori- ja kaasuturbiiniprosessit

Bioenergiaa voidaan tuottaa myös kaasumaisista biopolttoaineista kaasumoottoreilla tai kaasuturbiineilla. Prosessit perustuvat tällöin kaasua väliaineenaan käyttäviin kiertoprosesseihin, kuten otto- diesel- ja kaasuturbiiniprosesseihin. Kaasumaisia biopolttoaineita voivat olla biokaasu tai kaasutettu biomassa. [28]

Kaasumoottorit ovat kaasua käyttäviä polttomoottoreita, diesel- tai ottomoottoreita. Polttomoottorin sylintereissä polttoainekaasu sytytetään puristamalla tai kipinällä ja sytyttyään paisuva kaasu muuttuu mäntien ja edelleen kampiakselin liike-energiaksi. Kampiakseli on kiinnitetty generaattoriin ja näin saadaan tuotettua sähköä. Dieselmoottorilla voidaan päästä parempiin hyötysuhteisiin. Ottomoottorin etuna taas on alhaisempi hinta. Kaasumoottorivoimala rakentaminen on nopeaa ja sen sähköhyötysuhde voidaan saada korkeaksi. Kaasumoottorivoimala voi käyttää joustavasti erilaisia polttoaineita. Toisin kuin kaasuturbiini, toimii se hyvällä hyötysuhteella myös osakuormilla. [28, 32, 41]

Kaasuturbiiniprosessissa kompressorissa paineistettu palamisilma syötetään polttokammioon, jonne syötetään myös polttoainekaasu. Polttokammiossa kaasu sytytetään ja palamiskaasut paisuvat ajautuessaan turbiinin läpi samalla pyörittäen sitä. Turbiini on kytketty generaattoriin, joka tuottaa sähköä. Kaasuturbiinin etuna on korkea luotettavuus. Käytettävä polttoainevalikoima on kuitenkin rajallisempi verrattuna kaasumoottoreihin. Laitteita löytyy monessa kokoluokassa. Erityisesti pienissä biokaasun tuotantolaitoksissa ovat yleistyneet kilowattiluokan mikroturbiinit. [28, 32]

Mikroturbiinit ovat hankintahinnaltaan arvokkaampia kuin vastaavan kokoluokan kaasumootorit. Etuna mikroturbiineissa on edullisemmat käyttö- ja huoltokustannukset. Molempien laitteiden yksikköhinta kuitenkin laskee teholuokan kasvaessa. Kaasumootorit ovat yleistyneet erityisesti suurissa ja keskikokoisissa biokaasuvoimaloissa. Myös mikroturbiineilla voidaan päästä suurempiin tehoihin kytkemällä useampi turbiini rinnakkain. Kaasumootoreiden hyötysuhteet sähköntuotannossa ovat jopa 45 % luokkaa, kun kaasuturbiineilla jäädytään 30 % tuntumaan. Yhdistettäessä kaasuturbiini lämmön talteenottokattilaan, saadaan sähköntuotannon osuus kasvatettua jopa yli 50 %:iin. Tällaisessa toteutustavassa kaasuturbiinilta tulevan kaasun lämmöllä höyrystetäänkin vielä höyrykattilan vettä ja höyry ajetaan toista generaattoria pyörittävän höyryturbiinin läpi. Lämpövoimaprozessista yli jäävä lämpö voidaan edelleen hyödyntää lämmöntuotannossa. Kokonaishyötysuhteeltaan tällainen prosessi onkin yli 90 %. Hyödynnettäessä kaasumootorin- ja turbiinin jätelämpö, päästään kokonaishyötysuhteissa 90 % ja 80-85 % tasoille. [6, 32, 33, 34, 41]

2.4 Uusiutuva energia – yhdistävä tekijä

Termi uusiutuva energia yhdistää kaikki edellä esiteltyjä energiantuotantomuotoja, mutta muilta osin ne poikkeavat merkittävästi toisistaan. Tuulivoimalat ja aurinkokennot ovat kohtuullisen vanhoja keksintöjä, mutta niiden käyttö sähköenergiantuotannossa on lisääntynyt vasta viime vuosina uusiutuvan energian tarpeen kasvun myötä. Energiantuotanto polttoainein höyryvoima-, moottori- tai turbiinilaitoksissa on sen sijaan perinteisempää energiantuotantoteknologiaa. Puun energiakäyttö on niin ikään tavallista, mutta nyt sen käyttöä on ryhdytty tehostamaan lisäämällä tuotantomääriä ja kehittämällä uusia teknologioita erityisesti sähköntuotannon hyötysuhteen kasvattamiseksi. Biokaasua on myös osattu valmistaa jo pitkään, mutta toiminnan kokonaisedut, ympäristöystävällisempi jätteen käsittely yhdistettynä uusiutuvan energiantuotantoon on laajemmassa mittakaavassa havaittu vasta viime vuosina.

Tuuli- ja aurinkoenergian kiistattomana etuna on, että energiamuunnoksia on molemmissa prosesseissa vähän. Tuulivoimalassa niitä on vain kaksi, kun tuulen liike-energia muuttuu roottorin pyörimisenergiaksi ja edelleen sähköenergiaksi. Aurinkosähkötuotannossa energiamuunnoksia tapahtuu vain yksi, kun auringon säteilyenergia muuttuu sähköenergiaksi. Lisäksi, aurinkoenergiassa ei parhaimmillaan ole lainkaan liikkuvia osia, mikä vähentää vikaantumisen todennäköisyyttä.

Biomassa- ja biokaasuenergian etuina taas ovat, että energiaa voidaan tuottaa tasaisesti ja käytettävän polttoaineen energiasisältö tulee hyödynnettyä tehokkaasti. Sähkön ja lämmön yhteistuotannolla prosessin hyötysuhde saadaan korkeaksi.

3 ENERGIAMARKKINAT UUSIUTUVAN ENERGIAN TOIMINTAYMPÄRISTÖNÄ

Tuotantohyödykeinvestoinnin kannattavuuden määrittelee tuotettavasta kulutushyödykkeestä saatava hinta. Energiantuotannossa se tarkoittaa sähkön tai lämmön hintaa. Tässä työssä tarkasteltavilla energiantuotantolaitoksilla tuotetaan pääasiallisesti sähköä. Biomassa- ja biokaasuhankkeissa sähkön ja lämmön yhteistuotanto on kuitenkin järkevää, jos lämmölle on riittävän paljon ja mahdollisimman tasaisesti kysyntää. Energiatehokkuuden kannalta yhteistuotanto on järkevää, sillä suurempi määrä polttoaineen energiasta saadaan talteen.

Lämmön siirtäminen hyvin kauas ei kuitenkaan häviöiden takia ole järkevää eikä sen pitkäaikainen varastoiminenkaan ole mahdollista. Tämä rajoittaa lämmöntuotannon vain sellaisille alueille, joilla lämmön kysyntää on. Myöskään sähkön energiatehokas varastointi ei nykyteknologialla suuressa mittakaavassa onnistu. Energian varastoimattomuudesta huolimatta on tuotannon ja kulutuksen täsmäyttävä joka hetki, jotta luotettava ja turvallinen jakelu voidaan taata joka hetki. Varastoimattomuus onkin moniin muihin markkinoihin verrattuna hyvin ainutlaatuinen piirre. Energiamarkkinoiden fyysinen toimintaympäristö on lisäksi hyvin rajattu. Sähkön ja lämmön siirto kumpikin vaativat oman infrastruktuurinsa. Tämä aiheuttaa rajoituksia markkinaehtojen täydelliselle toteutumiselle. [42]

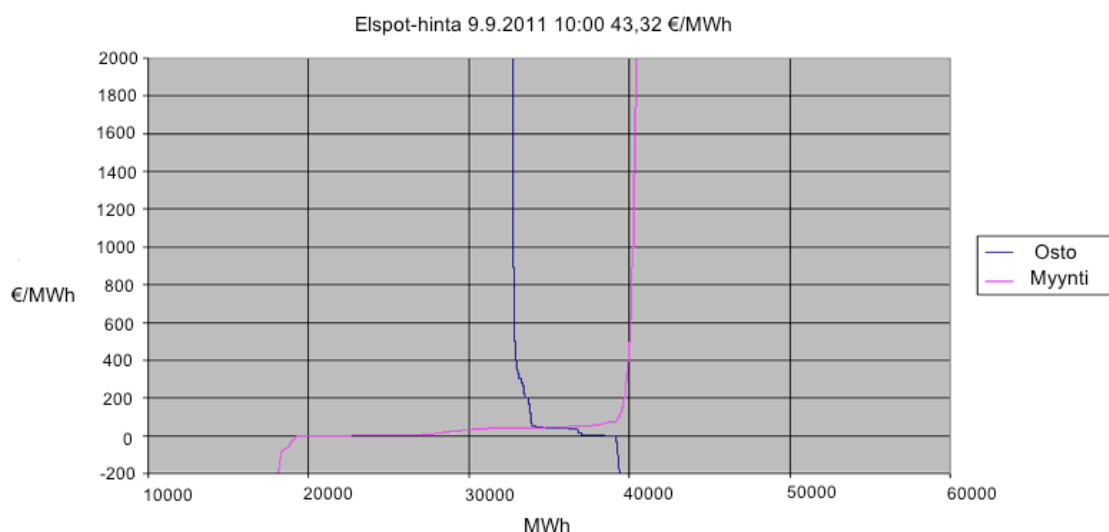
Suomi on osa pohjoismaisia sähkömarkkinoita. Pohjoismaiset sähkömarkkinat ovat hyvin toimivat ja ne ovat pystyneet tarjoamaan asiakkailleen sähköä luotettavasti ja edulliseen hintaan. Tässä työssä keskitytäänkin tarkastelemaan juuri pohjoismaisia sähkömarkkinoita, niiden toimintaa ja hinta-ajureita.

Lämpömarkkinoiden toimintaympäristö on vielä sähkömarkkinoiden toimintaympäristöäkin pienempi, sillä lämmön siirron rajoituksista johtuen lämmön kulutuksen ja tuotannon tulee olla vieläkin lähempänä toisiaan kuin sähkömarkkinoilla. Lämpömarkkinoiden osalta esimerkkinä on Suomi. Suomessa kaukolämmön osuus lämpömarkkinoista on jopa 50 %. [43]

3.1 Sähkömarkkinat

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla sähkön markkinahinta määräytyy vuorokauden jokaiselle tunnille kysynnän ja tarjonnan mukaan Nord Pool Spotin Elspot-markkinalla. Sähkömarkkinaosapuolet jättävät edellisenä päivänä sähkön osto- tai myyntitarjouksensa seuraavan vuorokauden tunneille. Kaupankäynti suoritetaan suljetulla huutokauppanettelyllä. Tarjouksista muodostetaan kysyntä- ja tarjontakäyrät.

Tuotantomuodot järjestäytyvät tarjontakäyrälle markkinavoimien mukaisesti siten, että edullisempien muuttuvien kustannusten energiantuotantolaitokset tarjoavat sähköään halvemmalla ja suurten muuttuvien kustannusten laitokset kalliimmalla hinnalla. Sähkön kysyntäkäyrä on lähes pystysuora. Tämä tarkoittaa sitä, että sähkön hinta saa muuttua paljonkin ennen kuin kysyntä joustaa suuntaan tai toiseen. Sähkön käyttäjät eivät siis ole herkästi valmiita tinkimään sähkön kulutuksestaan eivätkä liioin lisää kulutustaan markkinahinnan mukaan. Kysyntä- ja tarjontakäyrien leikkauspiste määrittelee sähkön spot-hinnan. Spot-hinta määräytyy usein hiililauhdevoiman muuttuvan kustannuksen mukaisesti. Spot-hinnan muodostuminen pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla näkyy kuvassa 3.1.



Kuva 3.1. Sähkön spot-hinnan muodostuminen Elspot-markkinalla. [44, muokattu]

Elspot-markkinoihin lukeutuvat Islantia lukuun ottamatta kaikki Pohjoismaat sekä Viro. Näiden maiden kesken muodostetaan edellä mainitulla tavalla koko markkina-alueen yhteinen systeemihinta. Sähkön siirtokapasiteetti voi kuitenkin rajoittaa kysynnän ja tarjonnan lakia, jolloin markkina-alue jakautuu hinta-alueisiin, joille muodostuu omat, systeemihinnasta poikkeavat aluehintansa. Vuonna 2010 Nord Pool Spotin markkinaosuus pohjoismaisesta sähkönkulutuksesta oli suurempi kuin koskaan, 74 % ja vuoden keskimääräinen hinta ylsi historiallisesti korkeimpaan arvoonsa, 53,06 €/MWh:iin. Sähköpörssin ulkopuolinen sähkökauppa on kahdenvälistä ja toimintaa kutsutaan OTC-kaupaksi (Over the Counter). Nord Pool Spot –markkinalla määräytyvä sähkön markkinahinta toimii referenssihintana myös OTC-markkinoilla. [45]

Koska markkinaosapuolten tuotantoon tai kulutukseen voi liittyä epävarmuutta eri syistä johtuen, sisältävät myös markkinoille jätetyt tarjoukset epävarmuutta siitä, toteutuuko tarjotun energiamäärän tuotanto tai kulutus. Esimerkiksi erilaisten sähkönkäyttäjien kulutusta ja tuulivoimatuotantoa voi olla hankala arvioida tarkasti etukäteen. Ennusteet kuitenkin useissa tapauksissa tarkentuvat, mitä lähemmäs toimitustuntia tullaan. Nord Pool Spotin Elbas-markkinat ovatkin Elspot-markkinoiden

jälkimarkkinapaikka, joilla voidaan käydä kauppaa jatkuva-aikaisesti ja pitkään. Elbas-markkinat sulkeutuvat vasta tuntia ennen toimitustuntia.

Jos ennustettu sähköntuotanto tai –kulutus eivät täsmää toteutuneeseen, on verkon järjestelmävastaavan huolehdittava tasapainotuksesta säätösähkömarkkinoilla, sillä sähkövoimajärjestelmän toimintaedellytys on tuotannon ja kulutuksen tasapaino. Säätösähkömarkkinoilla eri toimijat voivat jättää ylös- ja alassäätötarjouksiaan. Ylössäätötarjous tarkoittaa toimijan tarjoustuotannosta tai olla kuluttamatta aikomansa energiamäärä ja alassäätö vastaavasti tarjoustuotannosta tai kuluttaa aikomansa energiamäärä. Säädestä järjestelmävastaavalle aiheutuvat kustannukset ohjataan tasesähkökaupan myötä niille toimijoille, joilla tasevirhettä on ilmennyt. Toimijat, jotka ovat tuottaneet ennustamaansa enemmän tai kuluttaneet vähemmän, joutuvat tasoittamaan taseensa myymällä sähköä säätösähkömarkkinoiden määrittämään hintaan. Toimijat, jotka ovat tuottaneet ennustamaansa vähemmän tai kuluttaneet enemmän, taas joutuvat ostamaan sähköä säätösähkömarkkinoilla määräytyvään hintaan. Tasevirhe aiheuttaa sähkömarkkinatoimijoille tasesähkökustannuksia, mikä ohjaa toimijoita ennakoimaan tuotanto- tai kulutusmääränsä mahdollisimman tarkasti. [46]

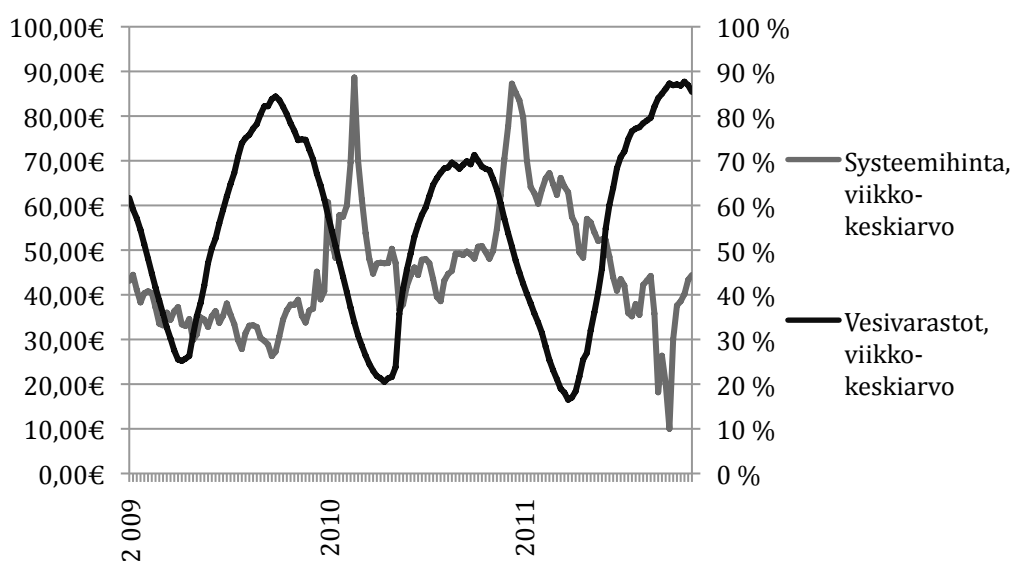
Pohjoismaisia sähkömarkkinoita ohjailevat myös finanssimarkkinat, joita ylläpitää Nasdaq OMX Commodities Europe (Ennen Nord Pool ASA). Finanssimarkkinoilla kauppaa käydään spekulatiivisesti erilaisilla johdannaistuotteilla eikä kaupankäynti yleensä johda fyysisiin sähköntoimituksiin. Näiden johdannaismarkkinoiden volyyymi on fyysisiin sähkömarkkinoihin verrattuna jopa kuusikertainen. Johdannaismarkkinoilla sähkömarkkinatoimijat voivat suojata sähkön osto- tai myyntihintaansa erilaisin kausituottein ja optioin. Hinnan suojaamisella toiminta sähkömarkkinoilla pyritään tekemään helpommin ennakoitavaksi. Sähkön suojaamisen lisäksi johdannaismarkkinat luovat toimintaympäristön sähkön tuottajien, kuluttajien ja välittäjien lisäksi myös erilaisille sijoittajille. [47]

Sähkön myynti- ja siirtoliiketoiminta on Euroopan alueella eriytetty toisistaan. Tämä tarkoittaa, että kuluttaja saa ostaa sähkönsä valitsemaltaan tuottajalta, toimittajalta tai suoraan sähköpörssistä riippumatta siitä, minkä verkkoyhtiön alueella sähköään haluaa kuluttaa. Sähkön siirtotoiminta on edelleen monopolistista, sillä sähkön siirto- ja jakelupalvelu on ostettava alueellisilta siirto- ja alueverkkotoimijoilta. Siirtoverkkotoiminnan sallitut tuotot ovat kuitenkin rajalliset, sillä sähkön siirtopalvelut pyritään pitämään yhdenveroisesti kaikkien saatavilla.

3.1.1 Sähkön hinta nyt ja tulevaisuudessa

Edullinen sähkön hinta pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla selittyy pitkälti edullisella vesivoimalla; vesivoimatuotannon muuttuvat kustannukset ovat olemattomat ja vesivoimatuotannon osuus sähköntuotannosta suuri. Esimerkiksi kolmen viime vuoden aikana keskimäärin 54,7 % sähkön vuosituotannosta katettiin vesivoimalla. Eniten vesivoimaa tuotti Norja, keskimäärin 61 % ja toiseksi eniten Ruotsi, keskimäärin 32 % viimeisen kolmen vuoden aikana. Suomen lukema oli 6,8 %. Norja tuottaa sähköä lähes sataprosenttisesti vesivoimalla. Norjan ja Ruotsin mittava vesivoimatuotanto vaikuttaa

sähkön markkinahintaan koko markkina-alueella. Vesivoima laskee sähkön markkinahintaa myös, koska säännöstelemätöntä vesivoimaa juuri tuotetaan silloin, kun vettä on saatavilla, sillä veden varastointi ei ole mahdollista. Osa vesivoimasta on säädettävää. Säädettävässä vesivoimalassa vettä voidaan varastoida ja tuottaa tarvittaessa tasaamaan tuotannon ja kulutuksen välisiä eroja. Vesivoimalla toteutetun säädön etuna ovat edulliset käynnistyskustannukset verrattuna lämpövoimalla toteutettavaan säätöön, mikä omalta osaltaan tasoittaa sähkön hinnan vaihteluita. Vesivoimatuotanto kuitenkin riippuu vesitilanteesta Pohjoismaissa. Veden määrä vaihtelee lämpötilojen ja sademäärien mukaan. Perinteisesti sähkön hinta onkin ollut vahvasti sidoksissa vesitilanteeseen Pohjoismaissa. Kun vettä on ollut saatavilla reilusti, on sähkön hinta Pohjoismaissa laskenut ja vastaavasti noussut kuivien kausien aikana. Kuvassa 3.2. näkyy Elspot-markkinan systeemihinnan viikkokeskiarvot vuoden 2009 alusta vuoden 2011 viikkoon 46 asti. Tummempi kuvaaja kertoo pohjoismaisten vesivarastojen viikkokeskiarvon samalta ajalta. Vesivarastojen keskiarvot ovat prosenttiosuuksia maksimitilanteesta, joka on koettu 2004, jolloin vesivarastokapasiteetti oli 121,2 TWh. Kuten kuvasta huomataan on hinta korkealla vesivarastojen ollessa vähäiset. Vesivarastojen saavuttaessa huippunsa on sähkön hinta taas matalimmassa arvossaan. [48, 49, 50]



Kuva 3.2. Nord pool spotin sähkön systeemihinnan sekä pohjoismaisten vesivarastojen viikkokeskiarvot vuodesta 2009 lähtien. [50]

Kuten edellä jo todettiin, määräytyy sähkön hinta usein hiililauhteen muuttuvan kustannuksen perusteella, sillä kysynnän kattamiseksi tarvitaan myös hiililauhdetta. Monilla tunneilla hiililauhde on muuttuvilta tuotantokustannuksiltaan kallein tuotantomuoto jota riittävän energiamäärän tuottamiseen tarvitaan ja tästä johtuen polttoaineista erityisesti hiilen hinta vaikuttaa sähkön hintaan. Hiilen lisäksi öljyn hinnalla on vaikutusta sähkön hintaan. Vaikka öljyä käytetään lähinnä vain varavoimana

eikä pääasiallisena sähköntuotannon polttoaineena Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla, seuraa laajamittaisemmin sähköntuotannossa hyödynnettävän maakaasun hinta öljyn hintaa. Maakaasua saadaan öljyntuotannon sivutuotteena. Lisäksi öljyn hinnanmuutokset vaikuttavat hiilen hintaan louhintaj- ja kuljetuskustannusten välityksellä. Edellä mainitut hinta-ajurit ovat perinteisiä sähköntuotannon hintaan vaikuttavia tekijöitä. Nykyisin sähköntuotannon hintaan vaikuttavat näiden lisäksi kuitenkin myös muut tekijät, joita tarkastellaan seuraavissa kappaleissa. [51]

Vuodesta 2005 lähtien sähköntuotannon hintaan on vaikuttanut täysin uusi tekijä, päästökauppa. YK:n ilmastonmuutosta koskevaa puitesopimusta täydentävä Kioton pöytäkirja on määritellyt teollisuusmaille sitovat päästövähennysvelvoitteet vuosille 2008-2012. Näiden pohjalta Euroopan unioni on luonut oman sisäisen päästökauppajärjestelmänsä, jonka tarkoituksena on saada aikaan hiilidioksidipäästövähennyksiä markkinaehtoisesti eli sellaisissa kohteissa, joissa se on kustannustehokkainta. Päästökaupan piiriin kuuluu eri teollisuuden toimialoja sekä lämpöteholtaan yli 20 MW:n energiantuotanto. Päästökauppakauden alussa toimijoille myönnetään päästöoikeuksia, kunkin päästökauppakaudessa yhä niukemmin, jotta päästövähennyksiä saadaan syntymään. Toimijat joutuvat ostamaan päästöoikeuksia suhteessa aikaansaamiinsa hiilidioksidipäästöihin. Täten myös fossiilisia polttoaineita käyttävät tahot joutuvat ostamaan päästöoikeuksia suhteessa fossiilisten polttoaineiden tuottamaansa sähköön. Koska sähköntuotannon hinta hyvin usein pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla muodostuu fossiilisen hiililauhteen rajakustannushinnasta ja päästöoikeuden hinta nousee hiililauhteen rajakustannushintaa, nousee päästöoikeusmaksu myös sähköntuotannon hintaa. Uusiutuva energia ei ole päästökaupan alasta, vaan sitä vastoin hyöttyy päästökaupasta saaden tuotetusta sähköstä päästöoikeuden hinnan verran suuremman korvauksen. Vuonna 2011 on meneillään toinen päästökauppakausi. Ensimmäinen kausi kattoi vuodet 2005 – 2007 ja toinen kausi on asetettu vuosille 2008 – 2012. Kolmas kausi on edellisiä pidempi ja kattaa vuodet 2013 – 2020. Kolmas päästökauppakausi kattaa myös ilmailun. [52, 53]

Alati yhtenäistyvässä Euroopassa sähköntuotannon pohjoismaiseen markkinahintaan vaikuttavat myös ympäröivien markkina-alueiden hinnat. Sähkömarkkinoiden erityispiirre, sähköntuotannon liikuteltavuus ainoastaan sähköverkkoa pitkin, aiheuttaa sen, että markkinat ovat alueellisia. Kun sähkölinjoja markkina-alueiden välille kuitenkin rakennetaan, voidaan sähköä siirtää myös alueiden välillä. Pohjoismaiden sähkömarkkinoiden alue on jo nyt sähköisesti kytkeytynyt Manner-Eurooppaan ja suuntaus on kohti koko Euroopan laajuisia sähkömarkkinoita. Manner-Euroopassa sähköntuotantorakenne on toisenlainen kuin Pohjoismaissa. Käytössä on vähemmän vesivoimaa ja enemmän muuttuvilta kustannuksiltaan kalliimpaa ja vaikeammin säädettävää lauhdevoimaa, joten sähköntuotannon hintataso on siellä korkeampi. Kun sähköntuotannon hinta Pohjoismaissa on Manner-Eurooppaa alhaisempi, valuu edullinen sähkö siirtokapasiteettien puitteissa kalliimmalle alueelle ja hintaerot tasoittuvat. Sähkömarkkinoiden Euroopan laajuinen integraatio voi siis tulevaisuudessa vaikuttaa pohjoismaiseen sähköntuotannon hintaan nostavasti. Toisaalta, markkina-alueen kasvaessa hinnan

volatiliteetti vähenee, kun toimijoita on mukana enemmän. Täten myös hintakehityksen ennakkointi markkinoilla helpottuu. [54]

Vuosi 2011 on ollut energiamarkkinoiden osalta merkittävä, sillä ydinenergian suosio on kokenut valtavan kolauksen. Kevättalvella Japanissa maanjäristyksen aiheuttama ydinvoimalaonnettomuus kasvatti ydinvoimavastarintaa ja muun muassa Saksa päätti ajaa alas koko ydinvoimatuotantonsa vuoteen 2022 mennessä. Ydinvoimatuotanto kattoi 28,9 % saksalaisesta energiantuotannosta vuonna 2008. Nähtäväksi jää, kuinka laajasti ydinvoiman alasajo Euroopassa lisääntyy, mutta jo Saksan päätös tulee vaikuttamaan sähkömarkkinoihin. Kun markkinoilta poistuu suuri määrä muuttuvilta kustannuksiltaan edullista ydinvoimaa, nostaa se väistämättä sähkön hintaa. Pohjoismaisiin markkinoihin Saksan toimet vaikuttavat edellä mainitusti sähkömarkkinoiden integraation kautta. Toisaalta, samalla kun Saksassa ydinvoimaa tullaan ajamaan alas, rakennetaan Suomessa vastaavasti merkittävä määrä uutta ydinvoimakapasiteettia. [55]

Myös muutokset sähkön kysynnässä vaikuttavat sähkön hintaan. Viime aikoina hintapiikkitilanteissa sähkön kuluttajat ovat ryhtyneet reagoimaan muuttuviin tilanteisiin sähkömarkkinoilla. Kysynnän hintajoustoa on alettu toteuttaa yhä enemmän eikä kysyntä enää olekaan niin muuttumatonta kuin aikaisemmin. Periaatteena on, että korkean kulutuksen aikaan hintojen noustessa kuluttaja jättääkin aikomansa sähkön kulutuksen toteuttamatta ja siirtää sen johonkin toiseen, matalamman hinnan ajankohtaan. Tällainen toiminta alentaa sähkön hintapiikkejä ja myös tuottaja saa kyseiseltä tunnilta pienemmän hinnan. Toisaalta sen vaikutus voi tuottajan näkökulmasta jäädä nolaksi tai jopa positiiviseksi, sillä toiminta voi vastaavasti nostaa hintaa jollain toisella ajanhetkellä ja näin lähinnä tasoittaa hinnanvaihteluita. Hintajousto vaikuttaa sähkön hintaan lyhyellä aikavälillä, mutta kokemuksia on myös kysynnän pidempiaikaisista vaikutuksista sähkön hintaan. Kuten edellä on jo kerrottu, oli vuoden 2010 systeemihinnan keskiarvo tukkumarkkinoilla historian korkein, 53,06 €/MWh ja vuonna 2009 selvästi alhaisempi, 35,02 €/MWh. Vuonna 2008 vastaava hinta oli 44,73 €/MWh. Sähkön hinnassa tapahtui vuoden 2009 aikana siis selvä notkahdus. Myös sähkön kulutus oli vuonna 2009 seitsemän prosenttia vähäisempää kuin edellisvuonna. Sattumaa ei ole, että samana vuonna maailman taloustilanne äkillisesti heikkeni ja vaikutukset ulottuivat myös Pohjoismaihin. Taloustilanne onkin yksi sähkön kulutukseen ja samalla sähkön hintaan vaikuttava tekijä. Taantuma johtaa usein teollisuuden toiminta-asteen alenemiseen ja jopa tehtaiden sulkemisiin, jolloin sähkön kysyntä ja sen myötä sähkön hinta putoavat. [56]

Monet asiat siis vaikuttavat sähkön hinnan vaihteluihin ja hintatason kehitykseen. Öljyn väheneminen, hiilen käytön vähentäminen, päästökauppa, sähkömarkkinoiden integraatio sekä ydinvoiman alasajo kaikki aiheuttavat pohjoismaiseen sähkön hintaan nousupaineita. Hintojen nousu parantaa uusiutuvan energian lisäämisen edellytyksiä, sillä näin uusiutuva energia tulee kannattavammaksi ja tukitarve vähenee. Sähkön hintaa laskevia tekijöitä taas ovat kysynnän hintajousto sekä tuotantokustannusiltaan edullisen tuotantokapasiteetin mahdollinen lisärakentaminen.

Sähkön hinta laskee myös, jos sähkön kulutus vähenee merkittävästi esimerkiksi heikentyneen taloustilanteen myötä.

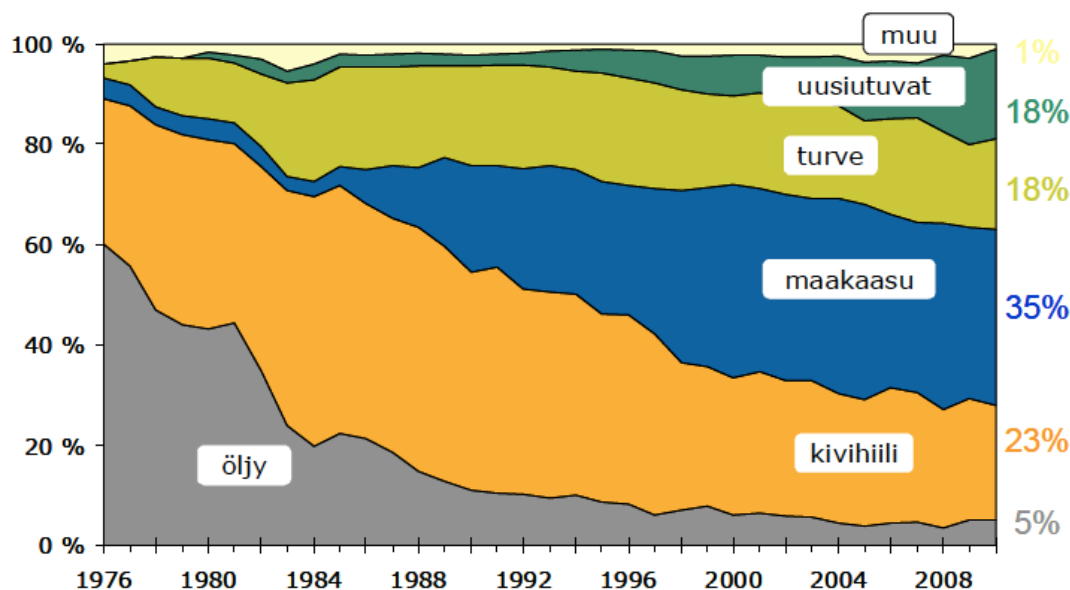
Sähkömarkkinat vaikuttavat uusiutuvan energian kannattavuuteen, mutta uusiutuva energia vaikuttaa myös sähkömarkkinoihin. Tuulivoiman ja aurinkosähkön muuttuvat kustannukset ovat hyvin pienet. Kun muuttuvilta kustannuksiltaan edullista sähköntuotantoa markkinoille lisätään, on sillä sähkön hintaan alentava vaikutus. Samalla aurinko- ja tuulivoiman erityispiirteenä on, että molemmissa tapauksissa energiantuotanto riippuu säästä. Voimaloiden ”polttoainetta” ei voida varastoida. Tästä johtuen aurinko- ja tuulienergiaa tuotetaan silloin, kun sää sallii ja tämä tietää lisää suuria vaihteluita sähkön markkinahintaan. Lisäksi tuotantotukimuodot voivat aiheuttaa sen, ettei aurinko- tai tuulienergian tuottajalla ole sähkön hintariskiä, joten mikään ei ohjaa niiden tuotantoa reagoimaan sähkön markkinahintaan. Tällöin, jos aurinko paistaa tai tuulee, tuottaja tuottaa energiaa täydellä teholla, vaikka sähkön hinta olisi hyvin alhainenkin. Tästä seurauksena hinta laskee edelleen. Kasvava vaihtelevan tuotannon määrä tuleekin aiheuttamaan hintapiikkejä aikoina, jolloin vaihtelevaa tuotantoa ei ole saatavissa, kysyntä on markkinoilla suurta ja tarjonta vähäistä. Matalia, jopa nollahintaisia tunteja tullaan kokemaan silloin, kun vaihtelevaa tuotantoa on saatavilla, mutta kysyntä markkinoilla on vähäistä ja tarjontaa paljon. Vaikka tunnitainen vaihtelu aurinko- ja tuulivoiman myötä lisääntyy, on keskimääräinen vaikutus markkinahintaan laskeva.

3.2 Lämpömarkkinat

Lämpömarkkinat luovat toimintaympäristön uusiutuvalle lämmöntuotannolle. Yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon kannalta lämmön kysyntä määrittää koko toiminta-asteen.

Lämmityksessä käytetään kiinteistökohtaisia ratkaisuja, kuten sähkölämmitystä, erilaisia polttoaineita kuten öljyä, maakaasua ja puuperäisiä pilkkeitä ja pellettejä, lämpöpumppuja, maalämpöä sekä näiden lisäksi paikallista, mutta keskitetysti tuotettua kaukolämpöä. Tarkasteltaessa uusiutuvan energian investointeja, nousee kaukolämmöntuotanto yhdeksi tärkeäksi kannattavuustekijäksi erityisesti pohjoisessa. Esimerkiksi Suomella on pitkä historia kaukolämmöntuotannossa. Vuonna 2009 kaukolämpöä jaeltiin Suomessa 175 kunnan alueella. Yhdistetyllä sähkön- ja kaukolämmöntuotannolla energiantuotannon hyötysuhde saadaan nostettua erittäin korkeaksi, jopa 90 %:iin. Kun laitoksissa käytetään polttoaineena bioenergiaa, on energiantuotanto hyvin energiatehokasta ja ympäristöystävällistä. Suomessa vastikään voimaan tullut uusiutuvan energian tuotantotukijärjestelmä niin ikään kannustaa yhteistuotantoon. Kuten kuvasta 3.3. huomataan, on uusiutuvien energialähteiden käyttö kaukolämmöntuotannossa kasvanut viime vuosina merkittävästi. Uusiutuva energia kattoi vuonna 2008 lähes viidenneksen maan kaukolämmöntuotannon raaka-aineista. Pääasiallisina polttoaineina kaukolämmöntuotannossa maakaasua, kivihiiltä ja turvetta. Maakaasu on käytettävistä polttoaineista ainoa, jonka käyttö on kasvanut

uusiutuvan energian hyödyntämistä enemmän. Öljyn osuus kaukolämmöntuotannon polttoaineena on viimeisen 35 vuoden aikana romahtanut ja on enää noin 5 %. [43, 57]



Kuva 3.3. Suomen kaukolämmöntuotannon polttoaineet. [43]

Suomen kaukolämpömarkkinat koostuvat useista pienistä toimijoista. Vaadittavan infrastruktuurin takia markkinoille muodostuu luonnostaan paikallisia monopoleja; kuluttajalla on yleensä vain yksi mahdollinen kaukolämpötoimittaja. Toki kaukolämmöstä toiseen lämmitysmuotoon vaihtaminen on mahdollista, mutta tämä vaatii uusia investointeja eikä ole kovin yleistä. Kaukolämmityksen markkinaosuus Suomen lämpömarkkinoista on noin 50 %. Toiseksi suurin markkinaosuus on sähkölämmityksellä, hieman alle viidennes. Vuonna 2009 34,6 TWh Suomen lämmöntuotannosta oli kaukolämpöä ja seuraavana vuonna ennätykselliset 35,8 TWh. Yhteistuotannon osuus kaukolämmöntuotannosta on noin kolme neljännestä eli suurin osa kaukolämmöstä tuotetaan sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksissa. Näissä laitoksissa sähköä vuonna 2010 tuotettiin noin viidennes Suomen sähkönkulutuksesta eli 17,4 TWh. [43, 57, 58]

Kaukolämmitys on yleisintä kaupungeissa ja taajamissa eli alueilla, joilla on korkea asumistiheys, ja harvinaisinta haja-asutusalueilla. Rakennusten lämmöntarpeeseen vaikuttavat rakennuskannan ominaislämmönkulutus, ulkolämpötila sekä rakennuskannan kehittyminen. Rakennuskannan kehittyminen taas riippuu yleisesti talouden kehityksestä, asumisväljyydestä, väestönkasvusta sekä korjaus- ja uudisrakentamisesta ja niiden laadusta. Viiden viime vuoden ajan suurin osa, noin 50-75 %, uusista kaukolämpöasiakkaista on ollut uudisrakennuksia. Loput ovat olleet olemassa olevia rakennuksia, joiden lämmitysmuoto on vaihdettu kaukolämpöön, yleisimmin öljy- tai kaasulämmityksestä. Kaukolämmöntuotannon pahimmaksi kilpailijaksi on tullut maalämpö, jossa lämpöpumpun avulla siirretään rakennukseen lämpöä kalliosta, maaperästä tai vedestä. Maalämmön ja muiden vastaavalla tavalla uusien ja ympäristöystävällisten lämmitysmuotojen on arvioitu vievän kaukolämmön

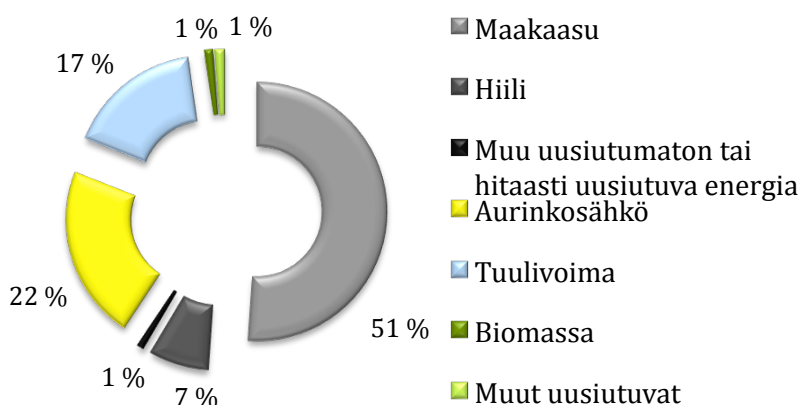
markkinaosuutta tulevaisuudessa, erityisesti uudisrakentamisessa. On arvioitu, että kaukolämmön osuus rakennuskannan lämmityksessä tulee pienemään kaikissa rakennustyypeissä. Suurimman markkinaosuuden odotetaan säilyvän asuinkerrostaloissa sekä kunnallisissa kiinteistöissä. Kaukolämpöä leimaa vielä fossiilisten polttoaineiden käyttö, vaikka muutosta tässäkin on tapahtumassa, kuten jo todettiin. Monilla alueilla, erityisesti Itä- ja Pohjois-Suomessa, uusiutuvan energian käyttö kaukolämmön-tuotannossa on jo erittäin yleistä, vaikka Etelä-Suomessa vallalla onkin fossiilisten polttoaineiden käyttö. Kaukolämmöstä onkin mahdollista tehdä yleistyksiä, sillä se on paikallista energiantuotantoa. [43]

Tulevaisuudessa kaukolämmön kysyntään tulevat vaikuttamaan myös rakentamiseen kohdistuvat energiatehokkuusvaatimukset. Ne tulevat vähentämään rakennusten ominaislämmönkulutusta, joten lämmöntarve kaiken kaikkiaan vähenee. Samoin vaikuttaa ilmaston lämpeneminen. Kaukolämmön kysyntä vaihtelee myös sään mukaan eikä sitä aina tarvita. Uusiutuvan energian tuenta ja fossiilisen energian kilpailukyvyyn heikentäminen ovat vaikuttaneet ja tulevat edelleen vaikuttamaan kaukolämpömarkkinoiden toimintaan tulevaisuudessa. Fossiilisten polttoaineiden hinta nousee, kun päästöoikeuksia jaetaan tulevalle päästökauppaudella jälleen vähemmän. Myös muutokset energiaverotuksessa ohjaavat kaukolämpömarkkinoita. Verotus heikentää fossiilisten polttoaineiden kilpailukykyä entisestään, sillä verotus perustuu polttoaineen energiasisältöön ja hiilidioksidipäästöihin. Se myös ohjaa entistä vahvemmin yhteistuotantoon. Fossiilisilla polttoaineilla tuotetun kaukolämmön muuttuvien tuotantokustannusten arvioidaankin nousevan, erityisesti lämmön erillistuotantolaitoksissa. Puupolttoaineilla tuotetun kaukolämmön muuttuvien tuotantokustannusten taas arvioidaan nousevan vain hieman johtuen polttoaine-kustannusten noususta puupolttoaineiden kysynnän kasvaessa. Puupolttoaineiden odotetaan näin tulevan jatkuvasti yhä kilpailukykyisemmiksi polttoaineiksi kaukolämmöntuotannossa. Nämä muutokset vaikuttavat eri alueilla eri tavoin, sillä laitosten olemassa olevat polttoaineet ja menetelmät ovat erilaisia. [43]

Kaukolämmön aritmeettinen arvonlisäverollinen keskihinta oli vuonna 2009 Suomessa 60,2 €/MWh_h ja markkinoilla toimivien yritysten myynnillä painotettu keskiarvo 56,2€/MWh_h. Kaukolämpö kuuluu yleiseen arvonlisäverokantaan 23 %. Kaukolämmön muuttuvan tuotantokustannuksen aritmeettinen keskiarvo taas oli noin 25 €/MWh_h. Alaindeksillä h (heat) viitataan nimenomaisesti lämpöenergiaan. [43, 57]

4 UUSIUTUVAN ENERGIAN TUOTANTOMUOTOJEN NYKYTILA JA TULEVAISUUS

Uusiutuvan energian tuotantokapasiteetti on kasvanut Euroopan unionin alueella joka vuosi viimeisen vuosikymmenen aikana. Kasvua on tapahtunut kuitenkin myös uusiutumattoman energiantuotannon saralla. Kuvan 4.1. mukaisesti vuonna 2010 asennetusta uudesta sähköntuotantokapasiteetista peräti 59 % oli uusiutumatonta tai hitaasti uusiutuvaa energiaa kuten turvetta. 51 % uudesta kapasiteetista oli yksin maakaasuvoimaa ja vuosi olikin maakaasuvoimalle poikkeuksellisen edullinen. Maakaasun hurjasta pyrähdyksestä johtuen uusiutuvan energian osuus sähköntuotannon lisäkapasiteetista oli vain 41 %, vaikka uusiutuvaa energiaa rakennettiin unionin alueella kyseisenä vuonna enemmän kuin koskaan. [2]



Kuva 4.1. Vuonna 2010 Euroopan unionin alueella rakennettu uusi sähköntuotantokapasiteetti. [2, muokattu]

Kuten luvussa 2 jo havaittiin, hallitsee bioenergia ylivoimaisesti uusiutuvan energian markkinoita tarkasteltaessa EU:n primäärienergian tuotantoa. Sähkönkulutuksen kattavat kuitenkin suurilta osin vesi- ja tuulivoima. Tuulivoima onkin 2000-luvun ajan vastannut uusiutuvan sähköntuotannon kasvusta EU:n alueella. Tuulivoiman osuus Euroopan unionin sähköntuotantokapasiteetista on kasvanut vuoden 2000 kahden prosentin osuudesta peräti kymmeneen prosenttiin vuonna 2010. Vuoteen 2010 tultaessa aurinkosähkö on kuitenkin noussut nopeimmin kasvavaksi uusiutuvan energian teknologiaksi, kuten kuvasta 4.1. huomataan. Tuulivoima löytyy nyt toiselta sijalta. Kolmanneksi eniten kasvoi biomassan energiahyödyntäminen, johon lukeutuu

myös biokaasu. Muu uusiutuva energia –kategoria sisältää aurinkolämpö- ja vesivoiman sekä geotermisen energian. Aurinkosähkön ja tuulienergian johtoasemaa selittää se, että ne ovat saaneet merkittävästi taloudellista tukea. [2]

4.1 Taloudelliset ohjauskeinot uusiutuvan energian edistäjinä

Uusiutuvan energiantuotannon yleistymisen esteenä on kannattamattomuus. Tuotantoteknologiat ovat vielä kehitysvaiheessa, joten niillä tuotettu energia on niin kallista, että se kannattaa tuottaa muilla tavoin. Tästä syystä investointien aikaansaamiseksi ja teknologian kehittämiseksi edelleen voidaan käyttää taloudellisia ohjauskeinoja. Niiden avulla energiamarkkinoita voidaan muokata keinotekoisesti, jotta uusiutuvalla energialle syntyisi kysyntää ja se pärjäisi markkinoilla paremmin. Taloudelliset ohjauskeinot voivat perustua siihen, että uusiutuva energia tehdään tukitoimin houkuttelevammaksi investointikohteeksi tai siihen, että konventionaalisten energiantuotantomuotojen kannattavuutta heikennetään. Uusiutuvaa energiaa voidaan tukea tuotanto- ja investointituen avulla. Uusiutuvan energian rakentamiseen voidaan myös ohjata uusiutuvan energian kiintiöillä. Päästökauppajärjestelmän tarkoituksena on fossiilisten polttoaineiden kilpailukyvyyn heikentäminen. [59]

Uusiutuvan energian kannattamattomuus johtuu pääosin teknologioiden alkukantaisuudesta. Monet uusiutuvan energian teknologiat, kuten aurinkokennot ovat vielä kehitysvaiheessa ja teknologian hinta saavutettaviin hyötysuhteisiin verrattuna korkea. Kehitystyö kuitenkin jatkuvasti tähtää teknologian hinnan laskemiseen. Kun laitteille lisäksi vähitellen syntyy kysyntää, alkavat valmistusmäärät kasvaa. Mitä enemmän tuotetta valmistetaan, sitä enemmän eri valmistuskomponenteille on kysyntää, mutta markkinoiden kasvaessa myös komponenttien toimittajia ilmaantuu markkinoille yhä enemmän, mikä hintakilpailun myötä laskee komponenttien hintoja. Valmistustekniikat kehittyvät ja tulevat niin ikään edullisemmiksi, kun valmistuksesta suurtuotannon etujen myötä tulee jatkuvasti tehokkaampaa. Tällöin myös lopputuotteen hinta alkaa laskea. Esimerkiksi aurinkosähkön hinnan on havaittu putoavan noin 22 % aina, kun maailmanlaajuinen tuotantokapasiteetti kaksinkertaistuu. Huima kehityskulku voidaan nähdä myös tuulivoiman saralla. Tuulivoimaloiden tehot ovat nykypäivänä moninkertaisia alkuaikojen tehoihin nähden. Kehityksen alkuaikoina 1980-luvulla roottoreiden halkaisijat ovat olleet luokkaa 15 metriä ja voimalat myös merkittävästi matalampia nykyisiin verrattuna. Voimaloiden nimellistehot ovatkin pysytelleet tuolloin vaatimattomasti 50-300 kW:n tasolla. Nykyaikaisten suurten tuulivoimaloiden napakorkeudet sekä roottorien halkaisijat ovat jo reilusti yli sadan metrin tasolla ja suurimmat voimalat nimellisteholtaan jopa 7,5 MW. [21, 60]

Toinen haaste uusiutuvan energian investoinneissa on primäärienergian saanti. Useat tuotantomuodot, kuten tuuli- ja aurinkovoima riippuvat säästä eivätkä ole aina saatavilla. Tuotanto on myös suhteellisen vaikeasti ennakoitavissa. Esimerkiksi uraania polttoaineenaan käyttävä ydinvoimalaitos on polttoaineen saannin suhteen täysin

erilaisessa asemassa. Polttoainetta on saatavilla yleensä aina, se on edullista ja varastoitavissa ja sen hintavaihtelutkin ovat kohtuullisella tarkkuudella ennustettavissa. Siinä missä ydinvoimalalla päästään yli 8000 tunnin huipunkäyttöaikaan, ovat lukemat aurinko- ja tuulivoimalle aivan erilaiset. Esimerkiksi Suomessa tuulivoiman huipunkäyttöaika tuulivoimatuotannolle suotuisella alueella on noin 2600-2800 tuntia ja aurinkosähkölle optimaalisessa tilanteessa vain noin 1000 tuntia. Bioenergian-tuotannossa tarvittavan raaka-aineen saanti ja hinta ovat kohtuullisen hyvin ennustettavissa, mutta korjuu ja kuljetus eivät kuitenkaan ole täysin ongelmattomia prosesseja. Bioenergiantuotannon raaka-aine kun on monissa tapauksissa levittäytynyt laajalle alueelle. Raaka-aine on lisäksi energiatihedeltään harvaa, joten sen kuljettamisen ja varastoinnin kannattavuuteen liittyy haasteita. Näin ollen bioenergia jakaa osittain samoja primäärienergiensaantiin liittyviä näkökulmia kuin muutkin uusiutuvan energian teknologiat. [18, 21, 61, 62]

Taloudelliset ohjauskeinot ovat vain väline investoijan riskien vähentämiseksi ja teknologian kehityksen vauhdittamiseksi. Ne ovat uuden teknologian alkuvaiheessa välttämättömiä, jos investointeja halutaan saadaan syntymään nopeasti. Tarkoituksena kuitenkin on, että lopulta kehittyttyään uusiutuvan energian tuottaminen olisi kannattavaa ilman tuentaa. Tähän tilanteeseen päästään uusiutuvan energian tuotantokustannusten laskun sekä energian hinnan nousun myötä.

Kaikki Euroopan unionin jäsenvaltiot myöntävät uusiutuvalla energialle tukea ja monilla valtioilla on käytössään useampikin tukijärjestelmä. Investointituki on perinteinen, monilla aloilla käytettävä tuki, jota voidaan myöntää helpottamaan energiantuotantolaitosinvestoinnin alussa syntyvää suurta negatiivista kassavirtaa. Investointituki soveltuu erityisesti suuren perushankintakustannuksen ja edullisten tuotantokustannusten tuotantolaitoksille. Uusiutuvan energian investointituet ovat käytössä useassa Euroopan unionin jäsenmaassa. Käytäntö on kuitenkin osoittanut, etteivät investointituet monissa tapauksissa ole riittävä keino uusiutuvan energian lisäämiseen. Suuri epävarmuus investointituissa uusiutuvan energian tukimuotoina liittyy tulevaisuuden kassavirtojen arvioimiseen. Tuotantovaiheen aikaisten riskien vähentämiseksi onkin kehitetty erilaisia uusiutuvan energian tuotantotukimalleja ja lähes kaikilla Euroopan unionin mailla on käytössään jokin versio tällaisesta. [59]

4.1.1 Tuotantotukijärjestelmät

Dynaamisia tuotantotukimuotoja ovat syöttötariffit, joista käytetyimpiä ovat takuuhintaiset syöttötariffit ja preemiot. Suosituin on takuuhintainen syöttötariffi, mutta monissa maissa käytetään rinnakkain useampia tuotantotukimuotoja esimerkiksi eri energiantuotantomuodoille. Tukimuodot voivat sisältää lukuisia yksityiskohtia, joiden avulla pyritään edistämään mahdollisimman tehokkaan energiantuotantoratkaisun valitsemista ja takaamaan tuottajalle riittävä tukitaso, mutta samalla estämään ylituontia. Perusperiaatteet eri tukimuodoissa kuitenkin säilyvät samoina. Takuuhintaisessa syöttötariffissa tuottajalle taataan tietty hinta tuotetusta sähköstä. Valtion maksettavaksi tuottajalle jää sähkön markkinahinnan ja takuuhinnan välinen

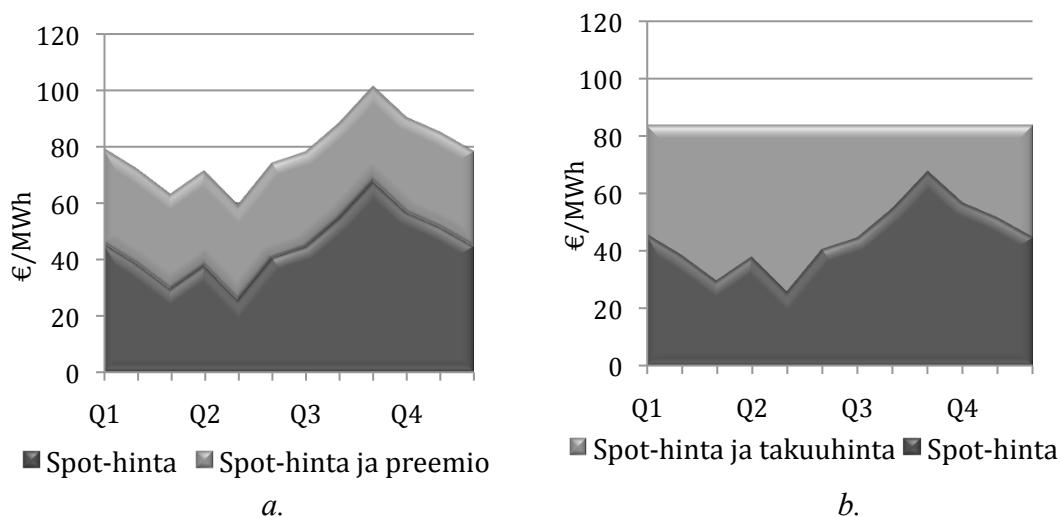
erotus. Takuuhintaisen syöttötariffin etu muihin tukimuotoihin nähden on, että se poistaa tuottajalta riskin sähkön hinnasta. Sähkön hintariski on yksi energiantuotantolaitosinvestoinnin merkittävimmistä riskeistä. Riskien pienentyminen kasvattaa investoinnin houkuttelevuutta ja pienentää sijoittajien tuottovaatimuksia. Takuuhintainen syöttötariffijärjestelmä poistaa tuottajalta myös kysyntärisikin, sillä jokin sähkömarkkinoiden taho, esimerkiksi järjestelmävastaava, velvoitetaan ostamaan tuottajan koko tuotanto. Tukimuodosta voidaan tehdä markkinaehtoisempi velvoittamalla tuottaja itse myymään tuotantonsa sähkömarkkinoille. Suomen takuuhintainen tuotantotukijärjestelmä on käytännön esimerkki tällaisesta tukimallista. Tukijärjestelmässä tuottaja joutuu itse kantamaan tasekustannusriskin, jolloin hänellä säilyy intressi ennustaa sähköntuotantoaan mahdollisimman tarkasti, mikä edesauttaa myös sähkövoimajärjestelmän toimintaa. Tämän lisäksi järjestelmä kannustaa tuottajaa seuraamaan markkinoiden hintasignaaleja, sillä tuottaja voi markkinaehtoisessa mallissa tienata sähkömarkkinoilta myös takuuhintaa enemmän tuottaessaan mahdollisimman paljon korkean kysynnän aikaan ja päinvastoin. [63]

Preemiojärjestelmässä tuottaja saa tuottamastaan sähköstä sähkön markkinahinnan mukaisen korvauksen ja sen päälle valtio maksaa tuottajalle kiinteänsuuruisen maksun, preemion. Preemiojärjestelmä siis takaa, että tuottaja saa aina tietyn lisätulon tuottamalleen sähkölle. Preemion ollessa aina saman suuruinen säilyy riski sähkön hinnan muutoksista tuottajalla. Tukimuoto näin ollen hyvin vahvasti kannustaa tuottajaa reagoimaan hintasignaaleihin eli tuottamaan kovan kysynnän ja vähäisen tarjonnan aikana ja vastaavasti vähentämään tuotantoaan vähäisen kysynnän ja suuren tarjonnan aikana, mikä on niin markkinataloudellisesti kuin sähkövoimajärjestelmänkin kannalta edullista. Koska preemiomallissa sähkön hintariski maksettavasta preemiosta huolimatta säilyy tuottajalla, malli investointinäkökulmasta selvästi riskialttiimpi ja näin ollen pääoman tuottovaatimus muodostuu helposti suuremmaksi. [59]

Olennainen osa tuotantotukijärjestelmien kyvyssä edistää uusiutuvan energian investointeja on se aika, jolle tuotantotuki myönnetään. Pitkälle ajanjaksolle myönnetty tuki luo pitkän aikavälin ennustettavuutta hankkeiden kassavirroille tulevaisuudessa.

Kuvissa 4.2. a ja b hahmotellaan eroavaisuuksia premio- ja takuuhintaisen syöttötariffimallin välillä. Kuvat eivät suoraan sellaisenaan kuvaa minkään valtion käytössä olevia tukijärjestelmiä, vaan ovat esimerkkejä järjestelmien toiminnasta. Kuvissa tummemmalla näkyy Nord Pool Spotin Elspot-markkinahinnan kuukausikeskiarvot vuodelta 2008. Kyseinen vuosi on valittu tarkastelujaksoksi, sillä sähkön markkinahinnan vaihtelu on tuolloin ollut voimakasta ja juuri vaihtelu tuo parhaiten esiin tukijärjestelmien eroavaisuuksia. Kuvan 4.2. a vaalea kuvaaja havainnollistaa, kuinka aina saman suuruinen premio maksetaan sähkön markkinahinnan päälle. Korkeilla sähkön markkinahinnoilla preemiojärjestelmään kuuluva saa selvästi suuremman hinnan tuotetulle sähkölle kuin takuuhintaiseen syöttötariffiin kuuluva. Vastaavasti alhaisemmilla sähkön markkinahinnoilla preemiojärjestelmään kuuluva kuitenkin saa merkittävästi matalamman hinnan

sähköntuotannolle kuin takuuhintaiseen syöttötariffiin kuuluva toimija missään vaiheessa. Premiojärjestelmää edustavassa kuvassa premio on määritelty keskimääräisen sähkön markkinahinnan, 50 €/MWh sekä Suomessa käytössä olevan tuotantotuen tavoitehinnan 83,5 €/MWh erotuksesta eli premion suuruus on 33,5 €/MWh koko tarkastelujakson ajan. Kuvasta 4.2. b huomataan, että takuuhintainen tukijärjestelmä takaa tuottajalle tasaisen sähkön hinnan kaikissa tilanteissa huolimatta sähkön hinnan vaihtelusta. Kuva takuuhintajärjestelmästä on piirretty Suomessa käytössä olevan tukitason mukaisesti.



Kuva 4.2. Tuottajan sähköntuotannolle saama hinta (a) premio- ja (b) takuuhintajärjestelmissä. [64, muokattu]

4.1.2 Uusiutuvan energian kiintiöt ja verotuet

Uusiutuvan energian kiintiöitä voidaan asettaa sähkön tuottajille, myyjille tai kuluttajille. Kiintiö kertoo vähimmäisosuuden, jonka toimijan kokonaisenergiamäärästä tulee olla uusiutuvaa. Ajan myötä vähimmäisosuutta kasvatetaan. Jos velvoitteessa ei pysytä, on maksettava rangaistusmaksuja, jotka ohjataan uusiutuvan energian edistämiseen. Uusiutuvan energian velvoitteen täyttämiseksi toimijan tulee joko tuottaa velvoitteen määrittelemä osa energiastaan uusiutuvien energialähtein tai ostaa uusiutuvan energian sertifikaatteja. [59]

Kiintiöjärjestelmien toiminta perustuukin useimmissa tapauksissa siihen, että sähkön myynti ja sähkön alkuperän myynti eriytetään toisistaan, sähkökauppaa käydään sähkömarkkinoilla ja perustetaan oma markkinapaikkansa sähkön alkuperälle. Esimerkiksi Ruotsissa käytössä olevassa vihreiden sertifikaattien järjestelmässä tuottaja saa tuottamastaan uusiutuvasta energiasta vihreitä sertifikaatteja. Vastaavasti sertifikaattivelvollisten, kuten sähkön vähittäismyyjien ja suurten sähkönkuluttajien on ostettava vihreitä sertifikaatteja heille asetettujen kiintiövelvoitteiden mukaisesti. Näin ollen uusiutuvan energian tuottajat saavat sähkön markkinahinnan lisäksi tuloja sertifikaattimarkkinoilta. Sertifikaattijärjestelmä siis ohjaa uusiutuvan energian tuottamiseen, mutta samalla kannustaa tuottajaa seuraamaan hintasignaaleja, sillä

tuottaja joutuu täysin kantamaan riskin sähkön hinnasta. Järjestelmän käyttö johtaa siihen, että tuottaja saa ylitukea markkinahinnan ollessa korkea ja alhaisen markkinahinnan vallitessa liian matalaa tukea. Järjestelmä ei siis suoranaisesti poista tuottajan riskejä, vaan mahdollistaa sen, että tuottaja voi saada sertifikaattimarkkinoilta lisätuottoja. Markkinoiden tehokkaan toiminnan takaamiseksi tulee sertifikaattimarkkina-alueen volyymin myös olla riittävän suuri, jotta markkinoiden terve toiminta voidaan taata. Markkinaehtoisuuden kyseenalaiseksi tekee kuitenkin se, että järjestelmä luo markkinoille kysyntää poliittisten päätösten avulla, jolloin käytännössä toimijoille lankeaa sertifikaattien ostovelvoite. Sertifikaattien myyntiin ei sen sijaan ole lainkaan velvoitteita. [59, 65]

Verokannustimia käytetään uusiutuvan energian tukemiseen kymmenessä EU:n jäsenmaassa, yleensä täydentämään muita tukimuotoja. Kannustimet voidaan kohdistaa joko investointiin tai tuotantoon liittyvään verotukseen. Yleisemmin käytettyjä verokannustimia ovat tuloverovähennykset. Valtioilla voi lisäksi olla erilaisia järjestelmiä, joiden myötä uusiutuvalle energialle voidaan myöntää rahoitusta suotuisammin ehdoin kuten edullisempaan hintaan. [59, 65]

4.2 Tuulivoiman tilanne ja tulevaisuudennäkymät Euroopassa

Tuulivoimateknologia on kehittynyt lyhyessä ajassa kaupalliseen mittakaavaan ja vakiinnuttanut paikkansa osana maailmanlaajuisesta energiahuoltoon. Tuulivoimatuotannon etuna on ilmainen, ehtymätön, saasteeton sekä uusiutuva primäärienergianlähde. Myös teknologia on kohtuullisen pitkälle kehittyntä, joten sen luotettavuus on hyvä. Näin ollen tuulivoima tulee jatkossakin olemaan merkittävässä roolissa siirryttäessä yhä laajemmin uusiutuvan energian käyttöön.

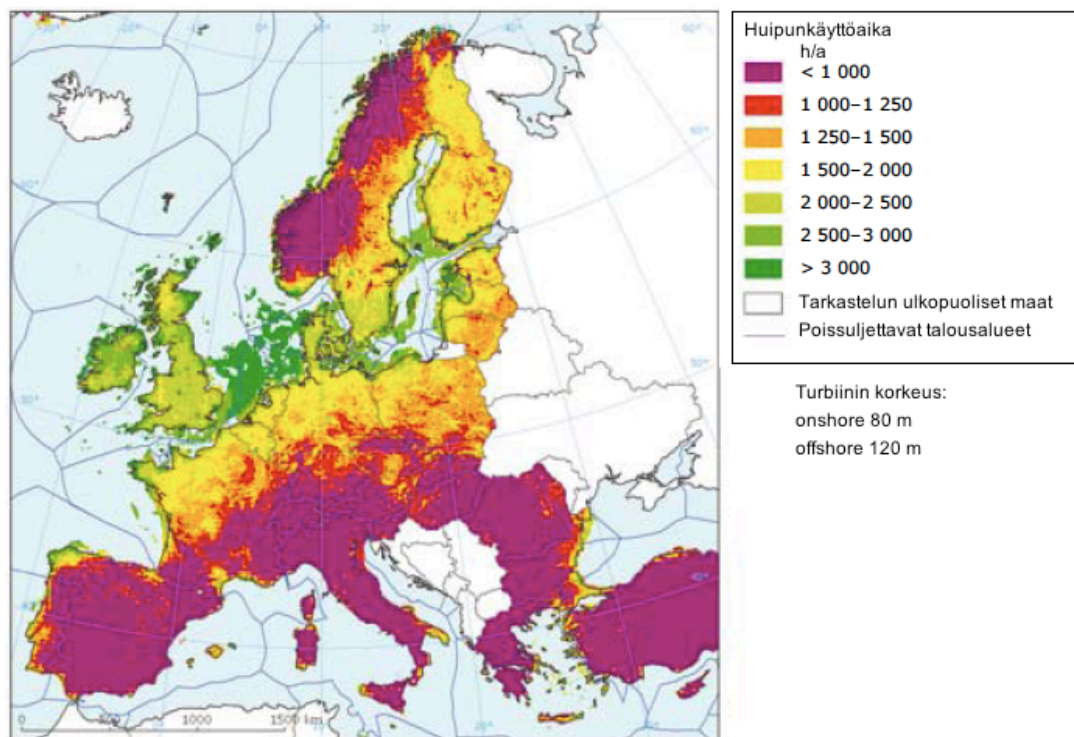
Euroopan unionin alueella sijaitti vuoden 2010 lopulla noin 43 % maailman tuulivoimakapasiteetista. Saksa, Espanja ja Tanska ovat alueella tuulivoiman suurvaltoja. Vuoden 2010 lopulla asennettu kapasiteetti Saksassa oli 27 214 MW, mikä on eniten koko Euroopassa ja kolmanneksi eniten maailmassa. Saksan ohi ylsivät ainoastaan Kiina (42 287 MW) ja Yhdysvallat (40 180 MW). Espanja oli samana vuonna maailmanlaajuisesti neljänneksi suurin tuulivoimamaa ja sen asennettu kapasiteetti oli 20 676 MW. Espanjassa tuulivoimatuotannon määrä kuitenkin ylitti Saksan lukeman. Espanja tuotti vuonna 2010 eniten tuulisähköä, 42,976 TWh, kun Saksan tuotanto oli 36,500 TWh. Luvut kertovat Espanjan erinomaisesta soveltuvuudesta tuulienergiatuotantoon. Tanska ei pärjää absoluuttisissa kapasiteetti- tai tuotantoluvuissa Saksalle ja Espanjalle, mutta kun suhteutetaan tuulivoimatuotanto maan sähkön kulutukseen, menee Tanska muiden maiden edelle. Maan sähkön kulutuksesta noin 24 % on tuulivoimalla tuotettua. Esiin tilastoista nousevat myös Portugali ja Irlanti, joille osuudet ovat 14,8 % ja 10,1 %. Espanjassa ja Saksassa tuulivoima kattaa 14,4 % ja 9,4 % maiden kulutuksista. [2, 66, 67]

Euroopan unionin 27 jäsenmaan alueella tuulivoimakapasiteetti on kasvanut joka vuosi viimeisen viidentoista vuoden ajan. Vuonna 2010 lisäkapasiteettia rakennettiin yhteensä 9 295 MW, mikä oli kuitenkin 866 megawattia eli lähes 10 % vähemmän kuin edellisellä vuonna. Tuulivoimakapasiteetti siis edelleen kasvoi, muttei enää niin mittavasti kuin aiemmin ja kapasiteetin kasvu hidastui eniten suurimmissa tuulivoimamaissa, kuten Espanjassa, Saksassa ja Portugalissa. Huolimatta kasvun hidastumisesta Espanja ja Saksa kuitenkin edelleen vuonna 2010 rakensivat kaikista Euroopan maista eniten tuulivoimaa, noin puolitoistatuhatta megawattia kumpikin. Painotukset tuulivoiman lisäkapasiteetin rakentamisessa eri maiden kesken alkoivat kuitenkin muuttua. Kasvua lisäkapasiteetin rakentamisessa vuonna 2010 nähtiin muun muassa Romaniassa (445 MW), Puolassa (202 MW) ja Belgiassa (201 MW), joissa asennetun kapasiteetin määrä ei vielä ole kovin suuri. Näiden maiden kasvuluvut eivät kuitenkaan pystyneet kattamaan notkahdusta perinteisten suurten tuulivoimamaiden kasvussa ja niinpä maalle rakennettavan tuulivoiman (onshore) markkinat kutistuivat 15 % kyseisenä vuonna. Yhdeksi syyksi tähän arvioidaan talouskriisiä. Kiinnostus merelle rakennettavaa (offshore) tuulivoimaa kohtaan kuitenkin sitä vastoin lisääntyi ja markkinat kasvoivat 51 % edelliseen vuoteen verrattuna. Onshore-markkinat ovat kuitenkin vielä offshore-markkinoita merkittävästi suuremmat. Offshore-tuulivoima kattoi noin 9,5 % vuoden 2010 tuulivoimamarkkinoista. [2, 68, 69]

Tuulivoiman yleistyminen edellä mainituissa johtavissa tuulivoimamaissa on toki edellyttänyt tuulivoimakäyttöön soveltuvia tuulisia alueita. Kun katsotaan kuvaa 4.3. saavutettavista huipunkäyttöajoista Euroopassa, huomataan, ettei tuulivoimarakentaminen ole kuitenkaan keskittynyt ainoastaan kuvan osoittamille parhaille tuulivoima-alueille. Suurin selitys juuri tiettyjen maiden tuulivoimakapasiteetin valtavaan kasvuun onkin ollut maissa harjoitettu uusiutuvan energian tukipolitiikka. Valtiot ovat rahallisesti tukeneet tuulivoimaa ja investoinnit ovat lähteneet liikkeelle. Esimerkiksi Saksa, Espanja ja Tanska myöntävät tuulivoimalle tuotantotukea ja maat ovat koko 2000-luvun alun ajan hallinneet tuulivoimamarkkinoita. Vasta vuonna 2006 ensimmäisen kerran näiden kolmen maan markkinaosuus verrattuna muihin EU-maihin yhteensä on laskenut alle 50 %:n. [2]

Saksan tuulivoima-aikakausi on alkanut jo 20 vuotta sitten, kun tuulivoima on saanut ensimmäisen syöttötariffinsa vuonna 1991. Vuoden 2009 alusta lähtien voimaan on tullut jälleen uusi tariffipäivitys, jonka mukaan maalle asennettavan tuulivoiman tuotantotuki on 50,2 – 92 €/MWh riippuen siitä, kuinka kauan tukea on maksettu ja merelle asennettavan tuulivoiman tuki 35 – 150 €/MWh niin ikään riippuen tuen maksuajasta ja voimalan rakentamisajankohdasta. Tuulivoiman tuki on osa Saksan uusiutuvan energian lainsäädäntöä, jonka mukaan uusiutuvilla energialähteillä tuotettu sähköntuotanto maassa on lisäksi verkkoon kytkennässä ja syöttämisessä etusijalla konventionaalisiin energiantuotantomuotoihin nähden. Tuulivoimatuotannon osuuden merkittävästi kasvettua Saksassa on syntynyt tarve jatkuvasti kehittää tukijärjestelmää liittämällä siihen lisäohjauskeinoja. Valtio esimerkiksi myöntää tuulivoimatoimijalle korotettua tukea verkkoon liitynnän täyttäessä tietyt sähkövoimajärjestelmän toiminnan

laatua edistävät kriteerit. Maan parhaat tuulivoima-alueet on lisäksi rakennettu jo tukijärjestelmän alkuaikoina, mistä johtuen niissä käytetyt voimalat edustavat vanhaa teknologiaa. Saksassa nykyaikaiseen teknologiaan vaihtavalle toimijalle myönnetäänkin niin ikään korotettu syöttötariffi. [61, 66, 70, 71, 72]



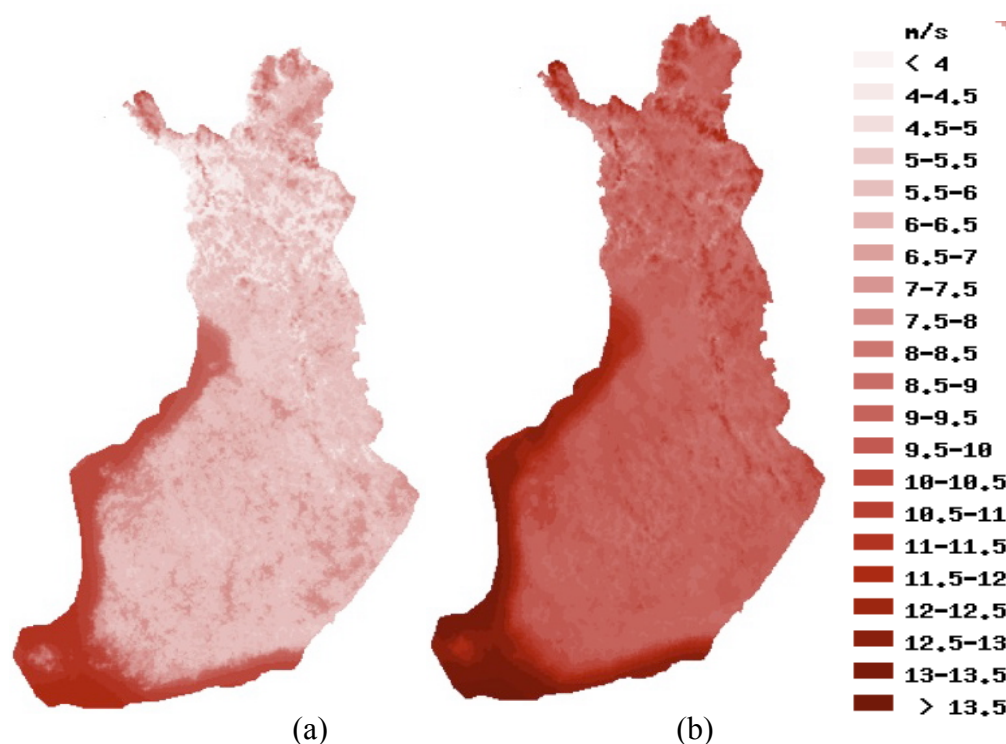
Kuva 4.3. Tuulivoiman huipunkäyttöaikojen jakautuminen Euroopan alueella. [73, muokattu]

Tuulivoiman tuennalla synnytettyt investoinnit ovat edesauttaneet teknologian kehitystä ja rakentamisen yleistyttyä myös voimaloiden hinnat ovat laskeneet. Tuulivoiman kehityshistorian perusteella voidaan havaita, että tuulivoimalla tuotetun energian hinta laskee noin 9-17 % tuulivoimatuotantokapasiteetin kaksinkertaistuessaa. Esimerkiksi 1980-luvulla asennetulla alle 100 kW:n tehoisella tuulivoimalalla energiantuotannon hinta oli jopa 92 €/MWh, kun nykyisillä teholtaan merkittävästi suuremmilla voimaloilla päästään noin 53 €/MWh hintaan. [61, 66, 70, 71, 72]

Tuulivoimatuotannon hinta määräytyy erityisesti tuotetun energiamäärän ja investointikustannuksen suhteesta, sillä käyttökustannusten suuruus on tuulivoimatuotannossa kohtuullisen alhainen. Tuulivoimatuotannon tuleva kehitys pyrkiikin edelleen tuotetun energiamäärän kasvattamiseen ja voimaloiden hintojen alentamiseen. Kuten luvussa 2.1.1 todettiin, tuulivoimalasta saatava teho riippuu tuulennopeudesta kuutiollisesti. Tästä syystä tuulivoimalat sijoitetaan mahdollisimman korkealle tai niistä pyritään rakenteellisen kestävyuden puitteissa tekemään yhä korkeampia, sillä tuulennopeudet ovat sitä suuremmat, mitä korkeammalle mennään. Korkeammalla myös ilman lämpötila on alhaisempi, jolloin ilma on tiheämpää, mikä niin ikään vaikuttaa nostavasti tuuliturbiinin tehoon tehokaavan mukaisesti. Lisäksi

maanpinnan rosoisuus vähentää tuulen energiasisältöä ja rosoisuuden vaikutukset tuuleen vaimenevat sitä mukaa, kun etäisyys maanpintaan kasvaa. Näistä syistä vuoret ja tunturit ovat edullisessa asemassa tuulivoimalan tuotantoa ajatellen. Tuuliolosuhteiden paraneminen korkeuden myötä on nähtävissä myös kuvassa 4.4., jossa on Suomen Tuuliatlaksen karttakuva tuulen keskinopeudesta 50 ja 200 metrin korkeuksilla. Noin 100 metrissä ja sitä korkeammalla esiintyy alemman ilmakehän suihkuvirtauksia, joiden myötä tuuliolosuhteet paranevat selvästi 100 metrin korkeuteen tultaessa. Nykyisten tuulivoimaloiden napakorkeuden ollessa noin 100 metriä on EWEA tutkinut nimellisteholtaan peräti 20 MW:n voimaloiden rakentamisedellytyksiä, jolloin napakorkeus olisi noin 150 metrin luokkaa. [2, 60, 74]

Rannikko- ja merialueet taas ovat hyvin tasaisia, jolloin tuulennopeus ei merellä hidastu samoin kuin tullessaan maalle. Veden ja maan rajapinnassa esiintyy lisäksi säännöllisesti nousevia ilmavirtoja veden ja maanpinnan erilaisten lämmönvarausominaisuuksien takia, joten tuuliolosuhteet ovat rannikolla usein erinomaiset myös tästä johtuen. Tämäkin ilmiö voidaan havaita kuvasta 4.4. Yhä parempiin tuuliolosuhteisiin pyrkiminen on siivittänyt tuulivoiman rakentamista merelle ja offshore-markkinat ovatkin kasvaneet joka vuosi viimeisen viiden vuoden ajan. Vuonna 2010 EU:n alueella jo 883 MW tuulivoimaa rakennettiin merelle. Offshore-tuulivoiman markkinaosuus (9,5 %) Euroopan tuulivoimamarkkinoista kyseisenä vuonna oli ennätyksellinen. [2, 60, 74]



Kuva 4.4. Tuulen keskinopeus (m/s) Suomessa a) 50 metrin ja b) 200 metrin korkeudella. [74, muokattu]

Vaikka tuulivoiman käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovatkin investointikustannukseen nähden maltilliset, on erityisesti merelle rakennettaviin

voimaloihin suunniteltu käytettäväksi viimeaikoina yleistynyttä vaihteetonta tuulivoimateknologiaa kustannusten pienentämiseksi. Vaihteet ovat kallis ja vikaantumiselle altis komponentti ja erityisesti merituulivoimalassa vaihteiston korjaus- ja huoltotoimenpiteiden suorittaminen on monimutkaista ja kallista. Voimalasta saatava teho on myös suoraan verrannollinen roottorin pyyhkäisypinta-alaan. Näin ollen voimaloiden tehoa pyritään kasvattamaan myös suurentamalla roottorin pinta-alaa, mitä on jo tuulivoiman kehityshistoriassa tehtykin. Esimerkiksi vielä 1980-luvulla roottoreiden halkaisijat olivat vain 15 metrin luokkaa, kun nykyisten 3 MW:n voimaloiden halkaisijat ovat suuruudeltaan noin 100-120 metriä. EWEA:n tutkimien 20 MW:n voimaloiden roottorin halkaisijan suuruudeksi arvioitu jopa 252 metriä. [2, 11, 60, 74]

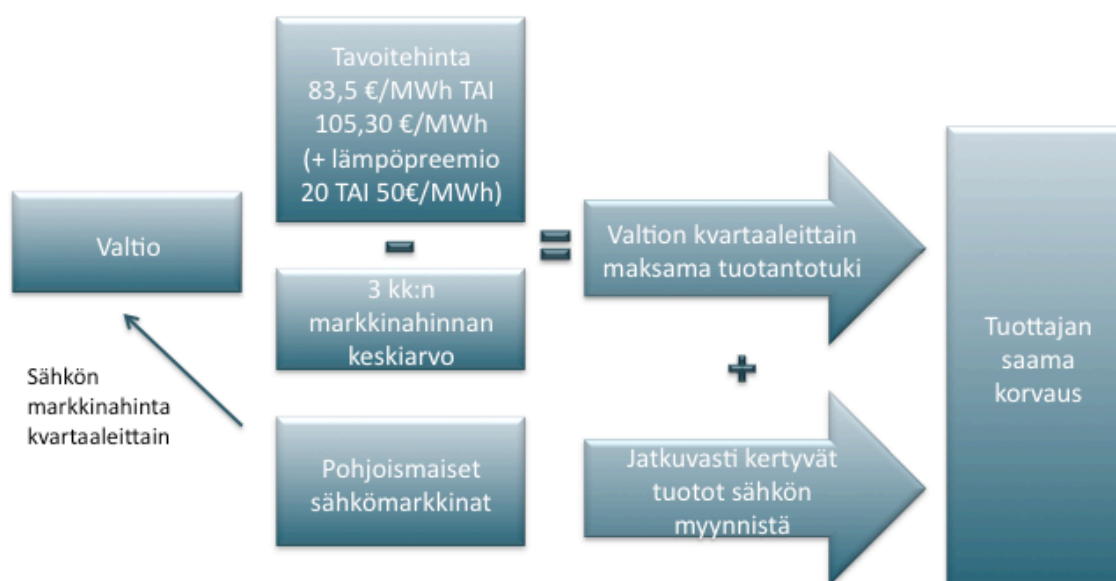
Tuulivoimakonseptien kehitys pyrkii siis yhä suurempiin energiantuotantomääriin yhä pienemmin kustannuksin. Euroopassa maalle asennettavan uuden tuulivoimakapasiteetin rakentaminen sellaisissa maissa, joiden tuulivoimakapasiteetti on vielä vähäinen, tulee kasvamaan ja perinteisissä tuulivoimamaissa uuden tuulivoimakapasiteetin rakentaminen vähenee. Kehitys johtuu siitä, että suuren tuulivoimakapasiteetin maissa tuuliolosuhteiltaan sekä infrastruktuuriltaan parhaat eli toisin sanoen tuottoisimmat alueet on jo rakennettu täyteen. Tästä johtuen myös vanhoilla tuulivoima-alueilla vanhan teknologian vaihtaminen uuteen tehokkaampaan teknologiaan (Repowering) lisääntyy. Offshore-markkinoiden odotetaan kasvavan, kun merialueiden suotuisat tuuliolosuhteet houkuttelevat, offshore-teknologia kehittyy ja tuotantokustannukset laskevat. [42]

4.2.1 Tuulivoiman kasvuodotukset Suomessa

Tuulivoimainvestointi on suuri verrattuna voimalalla tuotettavaan energiamäärään, ja tuulisuuteen sekä sähkön hintaan liittyvät riskit ovat niin suuret, ettei tuulivoima ole Suomessa kannattamattomuutensa takia yleistynyt. Euroopan unionin asettaman uusiutuvan energian lisäämisvelvoitteen myötä Suomen tulee kasvattaa uusiutuvan energian osuus 38 %:iin energiantuotannosta. Vuonna 2008 julkaistussa valtioneuvoston Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategiassa tuulivoiman voimakas lisärakentaminen valittiin yhdeksi niistä keinoista, joilla velvoite saadaan täytettyä. Suomen tavoitteena onkin kasvattaa maan tuulivoimakapasiteetti 2500 MW:iin niin, että vuonna 2020 tuulivoimalla tuotetaan Suomessa vuosittain noin 6 TWh sähköä eli noin 6 % sähkön kokonaiskulutuksesta. Vuonna 2010 tuulivoimalla tuotettiin Suomessa sähköä noin 0,29 TWh mikä kattoi noin 0,3 % maan sähkönkulutuksesta. Suomen aikomuksena on täten yli kymmenkertaistaa tuulivoimatuotantokapasiteettinsa, sillä toukokuussa 2011 Suomessa oli vain 130 tuulivoimalaa, joiden tehokapasiteetti oli yhteensä 197 MW. [2, 11, 75, 76]

Euroopan unionin velvoitteen täyttämiseksi uusiutuvan energian tuotantotukijärjestelmä on otettu käyttöön Suomessa keväällä 2011. Järjestelmän avulla tuuli-, biokaasu- ja puuvoimatuottajan tuottamalle sähkölle taataan 83,50 euroa megawattitunnilta. Tuottaja myy sähköään jatkuvasti sähkömarkkinoille saaden

tuotannostaan korvauksen. Tuotantotuen maksaminen tuottajalle suoritetaan kvartaaleittain eli kolmen kuukauden välein. Valtio maksaa tuottajalle tuotantotukena *sähkön markkinahinnan kolmen kuukauden keskiarvon ja tavoitehinnan erotuksen* kyseisellä kvartaalilla tuotettua megawattituntimäärää kohden. Näin tuottaja saa osan tuotoistaan suoraan sähkömarkkinoilta ja osan valtiolta. Takuuhintajärjestelmä tuo luonnollisesti investoinnille lisätuloja, mutta se myös poistaa tuottajalta sähkön hintariskin, minkä ansiosta investoinnin tulevien kassavirtojen arvioiminen helpottuu ja investoinnin rahoituskustannukset pienenevät. Tuottajan on kuitenkin itse myytävä tuotantonsa sähkömarkkinoille, jolloin hänellä säilyy riski tasesähkökustannuksista ja intressi seurata markkinoiden hintasignaaleja. Jos tuottaja tuottaa mahdollisimman paljon sähköä kolmen kuukauden markkinahinnan keskiarvoa korkeampihintailla tunneilla, voi hänen sähköntuotannolleen saama keskihinta muodostua korkeammaksi kuin kolmen kuukauden markkinahinnan keskiarvo sähkömarkkinoilla. Tällöin tuottaja tienaa takuuhintaa enemmän. Toisaalta, jos tuottaja tuottaakin sähköä pääasiallisesti matalahintailla tunneilla, voi hän tienata takuuhintaa vähemmän. Tuen maksamisen periaatteita selventää kuva 4.5. [75, 77]



Kuva 4.5. Suomen lainsäädännön mukaisen uusiutuvan energian tuotantotuen määräytymisperiaate.

Tuotantotukea maksettaessa markkinahintana käytetään yhteispohjoismaisten sähkömarkkinoiden sen alueen aluehintaa, jolla voimala sijaitsee, eli Suomen tapauksessa Suomen aluehintaa. Tuottaja on oikeutettu saamaan tukea kahdentoista vuoden ajan. Laki uusiutuvan energian tuotantotuesta sisältää hieman eri säädöksiä eri tuotantomuotoihin liittyen. Jotta tuulivoimainvestoinnit saataisiin nopeasti käyntiin, on tavoitehinta tuulivoimalle vuoden 2015 loppuun saakka korkeampi, 105,3 €/MWh. Tuottaja voi kuitenkin saada korotettua tukea enintään kolmen vuoden ajan, jonka jälkeen loput yhdeksän vuotta tukitaso on 83,5 €/MWh. Tuotantotukijärjestelmään

voivat päästä näennäisteholtaan yli 500 kVA:n tuulivoimalat, jotka ovat uusia eivätkä saa muita valtiontukia. Vuonna 2009 tai sen jälkeen käyttöön otetut, uudet yli 500 kVA:n voimalat voivat siirtyä tuotantotuen piiriin maksamalla takaisin siihen mennessä saamansa muut valtiontuet. Uusia voimaloita hyväksytään tuotantotuen piiriin, kunnes tukea saavien tuulivoimaloiden generaattoreiden teho on yhteensä 2500 MVA. [75, 77]

Takuuhintaisen tuotantotuen lisäksi tuotantotukijärjestelmään kuuluvat jo aikaisemmin voimassa olleet kiinteät tuotantotuet. Tuulivoimatuottaja voi saada kiinteää tuotantotukea 6,90 €/MWh. Tällöin tuottaja ei samanaikaisesti voi saada samaan energiantuotantomuotoon liittyen takuuhintaista tuotantotukea. Tuottajan on siis valittava, kumpaa tukimuotoa käyttää. Kiinteää tukea voi takuuhintajärjestelmästä poiketen saada myös teholtaan alle 500 kVA:n tuulivoimatuotanto ja tukea maksetaan myös negatiivisen markkinahinnan olosuhteissa. Kiinteän tuotantotuen maksamisen edellytyksenä on, että voimalan vuosituotanto on vähintään 200 megawattituntia, jotta aivan pienimmät ja tehottomimmat voimalat poissuljetaan tuen piiristä. Tukea ei myöskään makseta sähkön markkinahinnan vuosikeskiarvon ylittäessä 76,6 €/MWh. Kiinteän tuotantotuen tarkoituksena on auttaa erityisesti pienitehoisempaa tuulivoimatuotantoa ja se on myös tukimuotona takuuhintajärjestelmää kevyempi, sillä tuen hakuprosessi on yksinkertaisempi ja tuen saamisen ehdot väljemmät. [75, 77]

Kuten edellä todettiin, on merelle asennettava tuulivoima Euroopassa jo yleistymässä. Suomalainen offshore-tuulivoima on kuitenkin vasta kehitteillä, sillä pohjoisen meriolosuhteet poikkeavat etelä-eurooppalaisista siinä, että meri jäätyy talvisin. Ahtojäät aiheuttavat valtavia mekaanisia rasituksia voimaloiden perustuksille eikä pidempiaikaista kokemusta rasitusten vaikutuksista vielä ole. Joka tapauksessa tarve tukevammille perustuksille nostaa rakentamiskustannuksia. Jotta meritulivoima voisi Suomessakin vielä tulevaisuudessa yleistyä, on kehitystä tapahduttava. Pilottihankkeita meritulivoimaloista on jo käynnissä ja kehitystyön seurauksena hintojen odotetaan laskevan. Offshore-tuulivoiman tuntuvan lisäämisen edellytys on kuitenkin se, että tuotantotuen tukitasoa kehitetään myös meritulivoimakäyttöön. Nykyinen tukijärjestelmä on mitoitettu maalle asennettavalle tuulivoimalle eikä se ole riittävä merkittävään meritulivoiman lisäämiseen. [2]

4.3 Aurinkovoiman tilanne ja tulevaisuudennäkymät Euroopassa

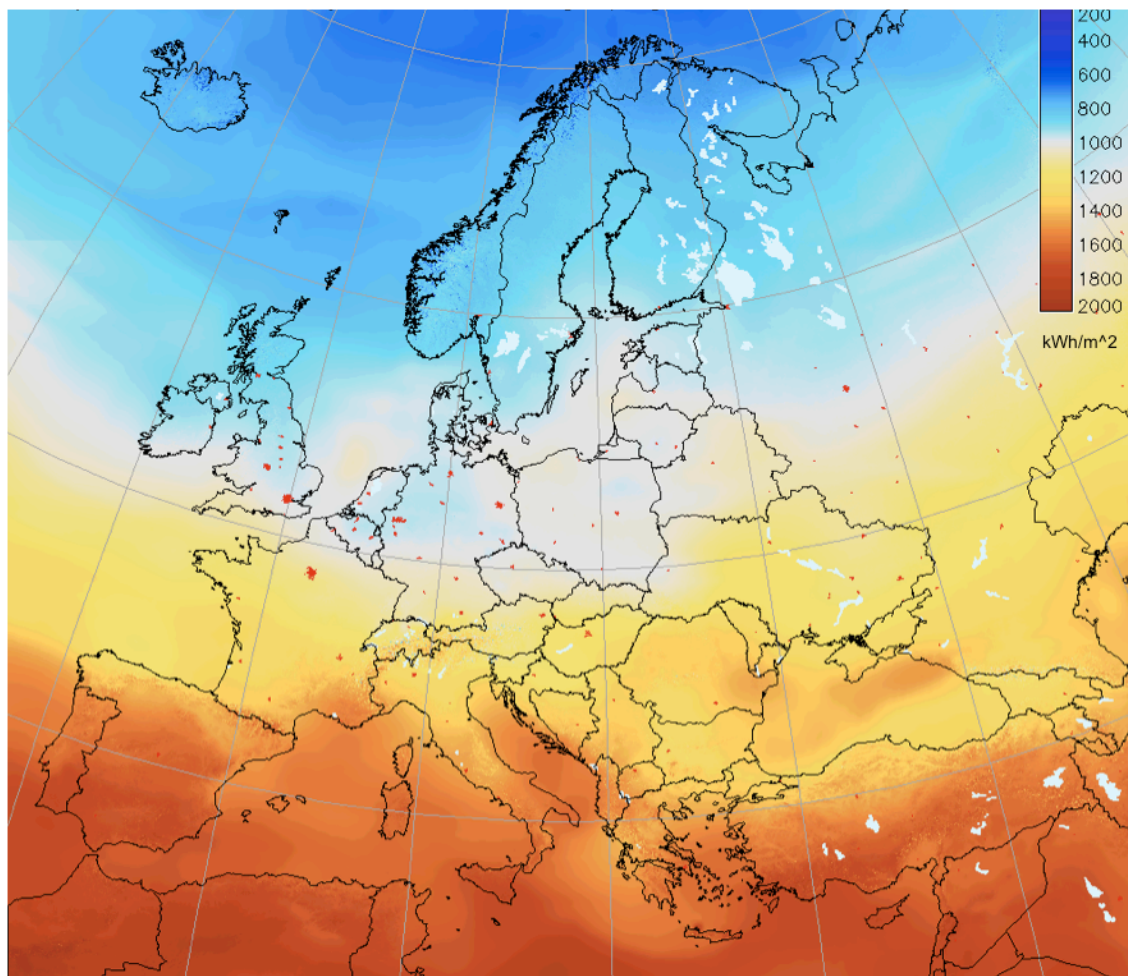
Euroopan unioni on aurinkosähkön edelläkävijä. Maailman kumulatiivinen asennettu aurinkosähkökapasiteetti oli vuonna 2010 noin 40 GW ja siitä lähes 30 % eli 13 GW asennettiin samana vuonna Euroopan unionin alueelle. Tämän johdosta EU:n aurinkosähkökapasiteetti kasvoi 30 GW:iin ja EU suurimmaksi aurinkosähkömarkkina-alueeksi maailmassa. Suurin aurinkosähkömaa on Saksa, jonka asennettu kapasiteetti oli 17,19 GW vuonna 2010. Seuraavilla sijoilla ovat Espanja, 3,78 GW ja Italia, 3,49 GW. Kun tarkastellaan vuoden 2010 aikana tapahtunutta tuotantokapasiteetin kasvua, nousee

Tsekki esiin tilastoista. Maa on kyseisenä vuonna lisännyt aurinkosähkökapasiteettiaan 1,49 GW, mikä on Saksan ja Italian lukemien jälkeen suurin kasvuluku. [78]

Aurinkosähkö oli vuonna 2010 nopeimmin kasvava uusiutuvan sähköntuotannon teknologia Euroopassa ja kaikki sähköntuotantomuodot mukaan lukien se kasvoi toiseksi eniten. Vain maakaasuvoimaa asennettiin aurinkosähköä enemmän. Euroopan aurinkokennoteollisuutta edustavan yhdistyksen European Photovoltaic Industry Associationin (EPIA) ennusteiden mukaan aurinkosähkön kasvu tulee jatkumaan myös tulevien vuosien aikana niin, että vuonna 2015 ylletään 131 – 196 GW:n lukemiin. EPIA:n mukaan tämä edellyttää kuitenkin jatkuvaa ja määrätietoista tukipolitiikkaa EU:n jäsenmailta. Positiivisimpienkin ennusteiden mukaan kasvu tulee kuitenkin olemaan hillitympää kuin vuoden 2010 valtava pyrähdys. [78]

Kuten tuulivoiman, myös aurinkosähkön kasvu on edellyttänyt Euroopassa taloudellisia tukitoimia. Kuvassa 4.6. nähdään neliömetrin kokoiselle horisontaaliselle alalle saapuva auringon vuotuinen säteilyenergiamäärä ja huomataan, että mitä lähemmäs päiväntasaajaa kuljetaan, sitä suuremmaksi energiamäärä kasvaa. Syynä on luvussa kaksi esitetty auringon säteilyn kulku ilmakehässä. Mitä pohjoisemmille leveyspiireille auringon säteilyenergia saapuu, sitä pidemmän matkan se kulkee ilmakehässä. Avaruudessa kulkiessaan säteily ei vaimene, mutta ilmakehässä näin tapahtuu sitä enemmän, mitä pidemmän matkan säteily ilmakehässä kulkee. Euroopan optimaalisimmat aurinkosähkötuotantoalueet ovat siis etelässä. Aurinkosähköä tuotetaan kuitenkin myös pohjoisemmassa. Kuten kuvasta 4.6. nähdään, eivät esimerkiksi Suomen ja Saksan säteilyenergiamäärät merkittävästi poikkea toisistaan. Kuitenkin asennetun aurinkosähkön määrä on alueilla aivan erilainen. Saksan uusiutuvan energian lainsäädäntö myöntää verkkoon syötetyille aurinkosähkölle tukea järjestelmästä riippuen peräti 319,4 – 430,1 €/MWh ja tuottajan itse käyttämälle sähkölle 250,1 €/MWh. [72]

Saksan myöntämän tuen perusteena on toki Euroopan asettaman uusiutuvan energian velvoitteet, mutta yhtenä tekijänä juuri aurinkosähköteknologian voimakkaaseen tukemiseen on ollut myös sen periaatteellinen hyvyys. Aurinko on tuulen tavoin ehtymätön, ilmainen, saasteeton ja uusiutuva energialähde. Myöskään aurinkoenergiantuotantoon ei liity polttoainekustannuksia. Itse energiantuotantoprosessikin poikkeaa muista teknologioista, sillä aurinkokennolla auringon säteilyenergia muutetaan suoraan sähköenergiaksi eikä välissä tapahdu muita, häviöitä aiheuttavia energiamuunnoksia. Aurinkokennojen yksinkertaisen rakenteen johdosta aurinkosähkötuotannon muuttuvat kustannukset ovat hyvin alhaiset. Maan päälle säteilevän aurinkoenergian määrä on lisäksi valtava, joten hyödynnettävää potentiaalia on paljon. [79]



Kuva 4.6. Auringon säteilyenergian vuotuinen määrä vaakasuoralle pinnalle neliometriä kohden. [20, muokattu]

Aurinkoenergian kasvua hillitsee kuitenkin se, että samoin kuin tuulivoimaan, myös aurinkoenergiaan liittyy riski primäärienergian saannista. Vaikka sitä periaatteessa on saatavilla lähes rajattomasti, ei aurinko kuitenkaan läheskään aina paista. Kennoilla tuotettu energiamäärä on liian vähäinen suhteessa kennojen hankinnasta aiheutuviin kustannuksiin. Piiaurinkokennot ovat tällä hetkellä kaupallistunein sekä teknologialtaan vakain aurinkokennotyyppi. Piikennojen hyötysuhteet ovat jo kohtuullisen hyvällä tasolla ja hyötysuhteiden kasvattaminen edelleen on haasteellista. Paneelien hinnat pysyttelevät tarvittavan materiaalmäärän sekä valmistusmenetelmien takia edelleen korkealla. Ensimmäisen sukupolven kennojen rinnalle kehitetyillä toisen ja kolmannen sukupolven kennoilla pyritäänkin aikaisempaa vähäisempään materiaalmäärään sekä edullisempiin valmistuskustannuksiin. Täten ohutkalvo- ja nanoteknologiaan perustuvilla kennoilla pyritään erityisesti laskemaan kennojen hintaa. Tämä näyttäisi laskevan aurinkosähkön hintaa nopeammin kuin hyötysuhteiden kasvattamiseen pyrkiminen. [79]

Aurinkosähköteknologian hinnat ovat kuin ovatkin jo viime vuosina pudonneet. Hintojen on arvioitu alenevan noin 22 % maailmanlaajuisen tuotantokapasiteetin

kaksinkertaistuessa. Vuonna 2011 keskimääräiseksi aurinkosähkön tuotantokustannukseksi on arvioitu noin 150 €/MWh. [21]

4.4 Bioenergian tilanne ja tulevaisuudennäkymät Euroopassa

Aurinko- ja tuulivoima ovat eniten kasvavia sähköntuotannon teknologioita maailmassa. Eniten uusiutuvaa sähköä tuotetaan vesivoimalla. Bioenergia kuitenkin hallitsee markkinoita, kun tarkastellaan uusiutuvilla energialähteillä tuotettua primäärienergiaa Euroopan unionin alueella. Biomassa sisältäen myös jätteet kattoi tästä 101 Mtoe (million tonnes of oil equivalent), joka vastaa noin 1170 TWh. Vuonna 2009 uusiutuvilla energialähteillä tuotettu primäärienergia oli yhteensä 148 Mtoe (noin 1721 TWh). Näin ollen bioenergian osuus uusiutuvasta energiasta oli noin 68 %. Bioenergiaa hyödynnetäänkin hyvin usein yksin lämmöntuotannossa tai yhdistetyssä sähkön- ja lämmöntuotannossa. Tässä lukemassa on myös liikenteen uusiutuvan primäärienergian osuus, joka viime vuosina on ollut kasvussa. Luvut vaihtelevat muutaman prosenttiyksikön verran lähteestä riippuen. [4, 80]

Biomassan energiakäyttö on erittäin suuressa roolissa erityisesti Suomessa. Suomen kokonaisenergian loppukulutuksesta peräti 28,96 % katettiin vuonna 2009 biomassalla ja tämä on suurin luku koko Euroopan unionin alueella. Tulokseen vaikuttaa biomassan hyvä saatavuus ja erityisesti metsäteollisuuden asema Suomessa, mutta myös vähäisestä asukasmäärästä johtuva alhainen energiankulutus. Lähes yhtä suureen biomassan käytön osuuteen yltää Ruotsi, 28,23 % ja 20 prosentin rajan ylittävät myös Latvia, (26,92 %) ja Viro (22,59 %). Absoluuttisesti eniten biomassaan perustuvaa energiaa käytettiin Saksassa, 15,73 Mtoe (noin 183 TWh). [80]

Saksa on Euroopan unionin alueen pioneeri erityisesti biokaasuenergian alalla. Vuonna 2009 puolet eli 4213 ktoe (noin 49 TWh) EU:n biokaasusta tuotettiin Saksassa. Toisena oli Iso-Britannia, jonka osuus tuotannosta oli 21 % (1724 ktoe, noin 20 TWh). Muut maat jäivät reilusti näiden taakse. Kokonaisuudessaan biokaasun primäärienergiantuotanto EU:n alueella oli 8346 ktoe (97 TWh) vuonna 2009. Saksassa toimi saman vuoden loppuun mennessä noin 4500 biokaasun tuotantolaitosta. Asennettua energian yhteistuotantokapasiteettia oli maassa 1,65 GW_e edestä. 32 laitosta syötti biokaasua kaasuverkkoon. [71, 80, 81]

Bioenergia on siis jo tällä hetkellä korvaamaton osa Euroopan uusiutuvan energian kokonaisuutta. Kun biomassaa kuitenkin hyödynnetään energiantuotannossa eri tavoin yhä suurempia määriä, haasteeksi muodostuu, kuinka hyödyntäminen rajoitetaan sellaisiin kohteisiin ja määriin, että se tapahtuu aidosti kestäväällä tavalla. Tämä on tärkeä kysymys, sillä ympäristön etu on koko bioenergian hyödyntämisen lähtökohta. Samalla kestävästä hyödyntämisestä on löydettävissä myös taloudellisia etuja; sillä voidaan taata energiantuotannossa käytettävän raaka-aineen tasainen kasvu ja jatkuva saanti.

Kasvillisuus on yhtä suurta hiilidioksidi- ja ravinnevarastoa. Kasvit yhteyttäessään sitovat ilmakehän hiilidioksidia, joka taas vapautuu tuottaessa energiaa joko polttamalla suoraan orgaanista ainetta tai siitä muodostunutta biokaasua. Tästä syystä biomassan energiahyödyntäminen on hiilidioksidineutraalia vain, jos tasapaino säilyy eli varmistetaan uuden biomassan kasvu hyödynnetyn tilalle. Uusi biomassa sitoo jälleen edellisessä polttoprosessissa vapautuneen hiilidioksidin ja näin hiilidioksidi ainoastaan siirtyy tilasta toiseen eikä jää pysyvästi ilmakehään. Kasvaessaan kasvit ja eläimet myös varastoivat ravinteita. Jos ravinteita ei palauteta luontoon, maaperä köyhtyy ja kasvu hidastuu. Voidaan joutua turvautumaan keinotekoiseen lannoitukseen, jonka valmistus on energiantensiivistä. Bioenergian hyödyntämisessä onkin tärkeää pysytellä sellaisissa määrissä, että toiminta on kestävä ja sen jatkamisella on edellytyksiä. Niin biomassan poltossa kuin biokaasun tuotannossakin voidaan hyödyntää myös viljeltäviä energiakasveja. Esimerkiksi Saksassa suurin osa biokaasulaitoksista käyttää raaka-aineenaan viljeltäviä kasveja. Kasveja hyödyntää myös nestemäisten biopolttoaineiden tuotanto. Toiminta voi aiheuttaa vakavia ongelmia, mikäli energiakasvien viljely vie viljelypinta-alaa ruoantuotannolta. Pahimmillaan tämä voi johtaa ruoan hinnan nousuun, jolla on vakavia vaikutuksia nälänhätään.

Biokaasutuotantoon liittyvä erityispiirre on, että se voi jopa ratkaista jätteenkäsittelyn ongelmia. Orgaanisten jätteiden käsittelyllä bioreaktorissa vältetään kasvihuonekaasupäästöjä, jotka syntyisivät, jos prosessiin käytettävä orgaaninen aines hajoaisi itsestään tai kompostoinnin yhteydessä ja hajoamisessa syntyvät kaasut pääsisivät ilmakehään. Biokaasun tuotantoprosessi on suljettu prosessi, joka entisestään tehostaa kaasujen syntymistä ja ohjaa ne sitten hyötykäyttöön sen sijaan, että ne vapautuisivat ilmakehään. Biokaasun polttoprosessissa vapautuva hiilidioksidi varastoituu kasvavan biomassan orgaanisiin yhdisteisiin. Biokaasuprosessissa käsitelystä raaka-aineesta jää kaasun lisäksi jäljelle käsittelyjäännöstä, joka sisältää mädätetyn aineksen ravintoaineet, mutta jäännöksen tilavuus on mädätysprosessin myötä pienempi. Jäännöksen lannoitekäyttö ja myynti lannoitekäyttöön on mahdollista tietyin ehdoin. Biokaasun tuotantoprosessi tarjoaa siis ympäristöystävällisen polttoaineen lisäksi muita etuja. Jotta biokaasutoiminta olisi kestävä, biokaasun tuottaminen ei kuitenkaan saa johtaa siihen, että orgaanisten jätteiden syntymistä edistetään. Laitoksen mitoittaminen raaka-ainemäärää vastaavaksi on tässä olennaista. [38]

Biokaasu vastaa siis kahteen eri haasteeseen, kysymykseen uusiutuvan energian tuotannosta sekä ympäristöystävällisestä jätteenkäsittelystä. Euroopan unionin jäsenvaltioista lähes jokainen myöntääkin biokaasulla tuotetulle sähkölle tuotantotukea. Yleisimmin käytössä oleva tukimuoto on syöttötariffi. Myös suoraan biomassasta tuotettava sähköenergia saa tuotantotukea lähes jokaisessa maassa. Uusiutuvan energian lisärakentamistilastojen kärkisijoilla oleva Saksa on uusiutuvien energialähteiden lakinsa ansiosta mahdollistanut tuulivoiman ja aurinkosähkön lisäksi myös biokaasun voimakkaan kasvun maassa. Laki myöntää biokaasulle syöttötariffin 20 vuoden ajaksi.

Tariffin suuruus on 61,6 – 116,7 €/MWh ja riippuu käytetyistä raaka-aineista. Lisäbonuksia maksetaan muun muassa teknologian ja yhteistuotannon perusteella. [59, 72]

Euroopan biomassajärjestö AEBIOM:in (The European Biomass Association) mukaan metsäpinta-ala Euroopan unionin alueella on viimeisen kahdenkymmenen vuoden aikana kasvanut noin 0,3 – 5 % vuosivauhtia. Metsissä kasvavasta biomassasta hyödynnetään yhteensä 60 %. Järjestö onkin sitä mieltä, että biomassan energiahyödyntämiseen yhä laajemmin on Euroopassa hyvät mahdollisuudet ilman, että metsän muut tehtävät rajoittuvat. He ennustavat biomassan hyödyntämisen kasvavan arvoon noin 130 000 ktoe (1512 TWh) vuoteen 2020 mennessä. AEBIOM:in arvioiden mukaan biokaasutuotanto ja energiahyödyntäminen tulevat kasvamaan merkittävästi tulevaisuudessa. AEBIOM:n mukaan biokaasun primäärienergiantuotanto vuonna 2020 voi realistisin laskelmin ylittää peräti arvoon 39500 ktoe (459 TWh), joka on moninkertainen nykyiseen verrattuna. Bioenergiantuotannon odotetaan kasvavan voimakkaasti, mutta sen osuuden uusiutuvasta energiantuotannosta ennustetaan tästä huolimatta pienenevän noin 57 %:iin, sillä muille uusiutuvan energian tuotantomuodoille odotetaan vieläkin nopeampaa kasvua. Jos tarkastellaan ainoastaan sähköntuotantoa, ennustetaan bioenergian osuuden sitä vastoin kasvavan lähes viidennekseen uusiutuvilla energialähteillä tuotetusta sähköstä. [71, 80]

4.4.1 Suomi bioenergian edelläkävijänä

Suomi on yksi vahvimmissa bioenergiantuottajamaista Euroopassa. Vuonna 2009 tärkein uusiutuvan energian lähde Suomessa oli bioenergia, jonka osuus oli jopa 84 % kaikesta uusiutuvasta energiasta. Puupohjaisten jakeiden poltto on bioenergian hyödyntämistavoista yleisin ja kattoi maan kokonaisenergiankulutuksesta noin viidenneksen. Suuri bioenergian osuus selittyy toki sillä, että metsäisessä Suomessa puuta on ollut aina saatavilla, mutta myös sillä, että metsäteollisuudella on pitkä ja menestyksenkäs historia Suomessa, joten sen sivu- ja jätevirroista koostuvaa puupolttoainetta on totuttu hyödyntämään. Metsäteollisuus on Suomessa eniten sähköä käyttävä teollisuudenala ja jo varhaisessa vaiheessa kehittänyt tapoja tuottaa energiaa omista sivuvirroistaan. Puun energiahyödyntäminen on viime vuosina kuitenkin ollut laskussa. Tähän on ollut syynä talouden taantuma ja sitä seurannut metsäteollisuuden rakennemuutos, joka on vähentänyt Suomen metsäteollisuutta ja samalla laskenut energiankulutusta. Metsäteollisuuden energiankulutuksen vähentyminen on pienentänyt nimenomaisesti myös bioenergian hyödyntämisen osuutta. [75, 82, 83, 84, 85]

Uusiutuvan energian lisäämisvelvoitteiden täyttämisessä bioenergia on kuitenkin olennaisessa osassa. Valtioneuvoston Ilmasto- ja energiastrategian mukaan Suomen tavoitteena on pitää metsäteollisuuden sivuvirroista saatava energiamäärä ennallaan myös tulevaisuudessa huolimatta metsäteollisuudessa tapahtuvista muutoksista. Lisäksi tarvitaan muita keinoja. Ilmasto- ja energiastrategian mukaan Suomen tavoitteena on kasvattaa biokaasun energiahyödyntäminen 1,2 TWh:iin ja metsähakkeen energiakäyttö 25 TWh:iin. Metsähakevoimalat hyödyntävät suoraan metsästä harvennusten ja

hakkuiden yhteydessä saatavaa puuhaketta ja mursketta ja biokaasuvoimalat eri tavoin tuotettua biokaasua. [76, 82, 86]

Biokaasua voidaan kerätä kaatopaikoilta tai tuottaa reaktorilaitoksissa. Reaktorilaitokset voivat hyödyntää raaka-aineinaan teollisuuden tai yhdyskuntien jätevedenpuhdistamoiden prosesseissa syntyvää lietettä tai maatiloilla syntyviä lietteitä. Yhteismädättämöiden reaktorilaitoksissa voidaan käyttää sekaisin edellä mainittujen lisäksi yhdyskuntien ja teollisuuden biojätteitä, peltobiomassaa sekä lähes mitä tahansa orgaanista ainesta. Vuonna 2009 biokaasulla tuotettiin energiaa 436,40 GWh, josta 87 % oli lämpöä. Määrä oli alle promille maan energiankulutuksesta. Kaatopaikkakaasujen kerääminen on kaatopaikoille pakollista toimintaa ja suurin osa Suomen biokaasusta saadaankin keräämällä kaatopaikoilta. Vuonna 2009 biokaasutuotanto oli 110,925 miljoonaa kuutiometriä. Tästä noin 61 % hyödynnettiin sähkönä, lämpönä sekä mekaanisena energiana ja loput poltettiin soihduissa, jotta metaanipitoinen kaasu ei sellaisenaan pääsisi ilmakehään. Toiseksi eniten biokaasua tuottavat yhdyskuntien vedenpuhdistamoiden reaktorilaitokset, 24,777 milj. m³ vuonna 2009. Tästä hyödynnetty osuus oli 91 %. Yhteismädätyslaitoksia oli vuonna 2009 neljä ja ne tuottivat 6,781 milj. m³ biokaasua, josta hyötykäyttöön ohjautui noin 64 %. Näiden lisäksi biokaasua tuottavat Suomessa teollisuuden jätevedenpuhdistamot (1,192 milj. m³) ja maatilat (0,815 milj. m³). [85]

Metsähakkeen energiakäyttö ylsi vuonna 2009 uuteen ennätykseensä. Metsähakkeella tuotettiin yli 12 TWh energiaa, joka kattoi yli 3 % maan kokonaisenergiankulutuksesta. Tähän johtivat edellä mainittu metsäteollisuuden sivuvirtojen väheneminen sekä turpeen heikko saatavuus. Käytetystä metsähakkeesta suurin osa (2,7 milj. m³) oli runkopuuta eli hoito- ja ensiharvennuskohteilta kerättävää pienpuuta sekä kuitupuuta. Hakkuutähteitä metsähakkeen valmistukseen käytettiin 1,9 milj. m³ ja kantoja ja juurakoita 0,8 milj. m³. Yleisin metsähakkeen haketustapa on tienvarsihaketus, jossa hakkeen valmistaa työkonetta korjuun yhteydessä. Toiseksi yleisintä on käyttöpaikkahaketus, jossa hake valmistetaan vasta käyttöpaikalla. Tienvarsihaketus soveltuu hyvin erityisesti hakkuutähteiden haketukseen. Kantojen ja juurakoiden haketukseen vastaavasti soveltuu paremmin käyttöpaikkahaketus, sillä käyttöpaikalla haketuslaitteisto on usein järeämpää ja tehokkaampaa, jolloin kantojen ja juurakoiden mukana kulkeutuva kivi- ja maa-aines ei tuota ongelmia. [82, 87]

4.4.1.1 Bioenergian tuenta Suomessa

Keväällä 2011 säädetty Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta kattaa myös bioenergian, jotta sen hyödyntämistä saataisiin eri tavoin lisättyä ja velvoite täytettyä. Tuotantotuen piiriin voivat päästä puupolttoainevoimalat sekä biokaasuvoimalat. Myös metsähakevoimalat voivat saada päästöoikeuden hinnan mukaan muuttuvaa tuotantotukea. Lain mukaisessa jaottelussa metsähakevoimalat hyödyntävät suoraan metsästä saatavaa puuhaketta ja mursketta ja puupolttoainevoimalat metsähaketta sekä metsäteollisuuden sivu- ja jätevirtoja. Biokaasuvoimalat tuottavat energiaa biokaasulla. [75, 82]

Tuotantotukea voidaan myöntää ainoastaan uusille voimalaitoskokonaisuuksille, jotka eivät ole saaneet muita valtiontukia. Voimalaitoskokonaisuus ei saa sisältää käytettyjä osia ja kokonaisuus kattaa biokaasuvoimalan tapauksessa sekä bioreaktorin että energiantuotantolaitteiston. Kuten tuulivoiman tapauksessa, myös bioenergialle tuotantotukea maksetaan 12 vuoden ajan. Vuoden 2009 jälkeen käyttöön otetut voimalaitoskokonaisuudet voidaan ottaa mukaan tuen piiriin, kun ne maksavat takaisin mahdollisesti aikaisemmin saamansa valtiontuet. Toisin kuin tuulivoiman tapauksessa, myönnetään tuotantotukea bioenergian tapauksessa myös pienemmille laitoksille. Tukea saavan bioenergiavoimalan on oltava nimellisteholtaan vähintään 100 kVA. Puupolttoainevoimalan nimellistehon yläraja on 8 MVA. Puupolttoainevoimalassa on lisäksi tuotettava lämpöä hyötykäyttöön. [75]

Puupolttoainevoimala ja biokaasuvoimala saavat takuuhintaista tuotantotukea samoin periaattein kuin tuulivoima. Kaikilla on sama tavoitehinta, 83,50 euroa megawattitunnilta ja tuki maksetaan kvartaaleittain. Puupolttoainevoimalalle maksettavan tuen enimmäismäärä on kuitenkin rajoitettu 750 000 euroon neljältä peräkkäiseltä tuen maksamisjaksolta. Tukea ei makseta negatiivisilla hinnoilla eivätkä puupolttoaine- ja biokaasuvoimalat ole oikeutettuja tuulivoimalle ensimmäisten vuosien ajan myönnettävään korkeampaan tavoitehintaan. Sen sijaan puupolttoaine- ja biokaasuvoimala ovat tietyin ehdoin oikeutettuja lämpöpreemioon. Puupolttoainevoimalan tuotantotuen saamisen ehtona on tuottaa sähkön lisäksi lämpöä hyötykäyttöön vähintään 50 % kokonaishyötysuhteella. Jos voimalan nimellisteho on 1 MVA tai enemmän, on hyötysuhteen on oltava vähintään 75 %. Puupolttoainevoimala on nämä ehdot täytettyään oikeutettu suoraan lämpöpreemiolla korotettuun tuotantotukeen. Biokaasu voi saada tuotantotukea pelkästä sähköntuotannostakin, mutta täyttäessään samat lämmöntuotannon ehdot kuin puupolttoainevoimala, on myös biokaasuvoimala oikeutettu saamaan tuotantotuen lisäksi lämpöpreemion. Puupolttoainevoimalalle preemio on 20 euroa megawattitunnilta tuotettua sähköä kohden ja biokaasuvoimalalle 50 euroa megawattitunnilta tuotettua sähköä kohden. Puupolttoainevoimaloita hyväksytään tukijärjestelmään, kunnes järjestelmässä on niitä enemmän kuin 50 ja generaattoreiden yhteenlaskettu nimellisteho yli 150 MVA. Biokaasuvoimaloita hyväksytään järjestelmään, kunnes nimellisteho ylittää 19 MVA. Kuten tuulivoiman kohdalla, tuotantotukijärjestelmä poistaa myös puu- ja biokaasuenergiantuottajalta riskin sähkön hinnasta. Lisäksi lämpöpreemio kannustaa lämmön tuottamiseen. [75]

Metsähakevoimalassa tuotetusta sähköstä maksettava tuotantotuki on edellisistä poikkeava. Metsähakkeen hinta liikkuu lähellä hiilen hintaa eli on kohtuullisen alhainen. Päästöoikeuden hinnasta riippuen metsähakkeen kilpailukyky hiileen verrattuna kuitenkin vaihtelee. Näin ollen uusi metsähakkeen tuki muuttuu päästöoikeuden hinnan mukaan, jotta metsähakkeella tuotetun sähkön kilpailukykyä voitaisiin parantaa silloin, kun päästöoikeuden hinta on niin alhainen, että energian tuottaminen fossiilisilla polttoaineilla olisi metsähaketta kannattavampaa. Toisaalta tukea ei makseta silloin, kun päästöoikeuden hinta on niin korkea, että metsähake-energia pärjää ilmeikään tukea. Tuen tarkoitus on vähentää päästöoikeuden hinnanmuutosten vaikutusta metsähakkeen

kilpailukykyyn, mutta myös tasata metsähakkeen kilpailukykyyn vaihtelua. Tukea maksetaan 18 euroa megawattitunnilta päästöoikeuden hinnan kolmen kuukauden keskiarvon ollessa 10 euroa tai vähemmän. Hinnan noustessa tätä korkeammaksi, maksettava tuki vastaavasti pienenee tasaisesti ja menee nollassa, jos päästöoikeuden hinta nousee 23 euroon. [75, 76, 82, 85]

Metsähakkeen muuttuvan tuotantotuen tarkoituksena on vahvistaa metsähakkeen kilpailukykyä erityisesti hiileen ja turpeeseen verrattuna ja lisätä sen käyttöä lämpölaitoksissa ja biomassaa käyttävissä CHP-laitoksissa. Tämän lisäksi pyritään lisäämään metsähakkeen yhteiskäyttöä kivihiiltä polttavissa CHP-laitoksissa. VTT:n ennusteiden mukaan tavoitteiden täyttämiseksi vuonna 2020 4 TWh metsähake-energiaa tuotettaisiin paikallisissa lämpölaitoksissa, niin ikään 4 TWh yhteiskäyttönä, 16,9 TWh biomassaa käyttävissä yhteistuotantolaitoksissa ja 0,5 TWh yksin Haapaveden turvelauhdelaiteyksikössä. [86]

Biokaasun tuotantotukijärjestelmän avulla pyritään lisäämään biokaasun käyttöä sähkön ja lämmöntuotannossa ja erityisesti suuremman kokoluokan voimaloita. Puupolttoainevoimaloiden osalta tuki taas kohdistuu pienikokoiseen puupolttoainevoimaan. Tukijärjestelmien odotetaan sysäyvän investointeja liikkeelle. Biokaasun tuotantopotentiaali eri raaka-ainelähteittäin nähdään taulukossa 4.1. Biokaasutuotannon raaka-ainepotentiaali on siis moninkertainen verrattuna nykyiseen biokaasuenergiantuotantomäärään. Suomen bioenergiayhdistys ry:n asettama tavoite vuodelle 2020 onkin kolminkertainen valtion tavoitteeseen nähden. [88]

Taulukko 4.1. Biokaasuenergian tekninen potentiaali raaka-ainelajeittain vuonna 2015 [88]

Raaka-aine	Tekninen potentiaali vuonna 2015 (TWh)
Elintarvikejäte	0,2-0,3
Yhdyskuntien biojäte	0,5-0,8
Lanta ja oljet	3,1-13,6
Energiakasvit	2,1
Jätevedenpuhdistamoliete	0,2
Kaatopaikat	0,7
Yhteensä	6,7-17,6

Kuten jo tuulivoiman tilannetta tarkasteltaessa huomattiin, sisältää tuotantotukijärjestelmä takuuhintaisen tuotantotuen lisäksi kiinteän tuotantotuen, jota voi myös saada sellainen bioenergialaitos, joka ei saa takuuhintaista tuotantotukea ja tuottaa vuosittain energiaa yli 200 MWh. Metsähakkeella tuotettu sähkö voi saada kiinteää tukea tuulivoiman tavoin 6,90 €/MWh. Biokaasulla tuotettu sähköntuotanto voi saada vastaavaa tukea 4,20 €/MWh. Metsähakkeen tukea ei kuitenkaan makseta, jos päästöoikeuden markkinahinnan vuosikeskiarvo ylittää 18 euroa. Biokaasun tukea taas ei makseta, jos sähkön markkinahinnan vuosikeskiarvo on yli 76,6 €/MWh. [75, 77]

Uusiutuvan energian käyttö tulee lisääntymään merkittävästi myös jatkossa. Esimerkiksi Euroopan unionin jäsenvaltioiden kansallisia uusiutuvan energian toimintasuunnitelmia tarkasteltaessa uusiutuva sähköntuotanto tulee kasvamaan vuoden 2010 19 %:n lukemasta 34 %:iin vuoteen 2020 mennessä, vaikka alkuperäinen tavoite oli vain 20 %. Luvut ovat toki vain tavoitteita, mutta ne kertovat EU:n valtioiden asenteista uusiutuvaan energiaan. [68]

5 INVESTOINTILASKENTA

Uusiutuvan energian lisäämistavoitteiden täyttämiseksi on investointien houkuteltava mahdollisia sijoittajia; oltava siis kannattavia. Toki myös muut tekijät vaikuttavat sijoituspäätökseen, mutta investoinnilla saavutettavat tuotot suhteessa investointiin liittyviin riskeihin ovat päätöksenteon peruslähtökohta. Investoinnin kannattavuuden arviointi perustuu investointilaskentaan. Investointilaskennan avulla pyritään selvittämään, kuinka kannattava suunniteltu investointi on, kuinka investointiin liittyvät tuotot ja kustannukset ajallisesti sijoittuvat ja kuinka kauan pääoma on sidottuna investointiin. Investointilaskenta toimii yritysjohtoon apuvälineenä investointivaihtoehtoja vertailtaessa ja investointipäätöksiä tehtäessä. Samoja investointilaskentamenetelmiä voidaan hyödyntää huolimatta suunnitellun investoinnin koosta tai siitä, onko kyseessä reaali- vai finanssi-investointi. Ero tällaisten tarkasteluiden välillä syntyy laskennassa käytettävistä tapauskohtaisista lähtöarvoista. [89]

Investointeihin ja niiden kannattavuustarkasteluihin liittyy paljon epävarmuutta, joten myös riskien analysoiminen on olennainen osa investointilaskentaa. Investoinnin riskejä voidaan arvioida herkkyysanalyysien, joissa tarkastellaan tietyn parametrin muutosten vaikutuksia investoinnin kannattavuuteen. Lisäksi voidaan arvioida todennäköisyyksiä investoinnin eri parametrien muutoksille, joiden kautta pystytään myös arvioimaan investoinnin kannattavuuden todennäköisyyttä. Investoinnin riskit ja niiden todennäköisyydet suhteutetaan aina investoinnin odotettavissa oleviin tuottoihin ja pohjimmiltaan tämän suhteen perusteella määräytyy myös investoinnin rahoitus-kustannusten suuruus.

Tässä luvussa esitellään, millaisia komponentteja investointilaskennan lähtöarvoiksi tarvitaan, mitkä ovat yleisimmät investointilaskentamenetelmät ja mitä ne investoinneista kertovat.

5.1 Laskennassa käytettävät lähtöarvot

Investointilaskenta perustuu tiettyihin lähtöarvoihin, jotka ovat parhaan olemassa olevan tiedon perusteella tehtyjä oletuksia. Niihin liittyy aina epävarmuutta, joka tulee huomioida investoinnin herkkyysanalyysissä.

Investointilaskennan lähtöarvoja ovat perushankintakustannus, juoksevasti syntyvät tuotot ja kustannukset, käytettävä laskentakorkokanta sekä investoinnin pitoaika. Niistä kerrotaan lisää seuraavissa alaluvuissa.

5.1.1 Perushankintakustannus

Perusinvestointi tai perushankintakustannus on investoinnista aiheutuva kertaluoteinen maksu, joka useissa tapauksissa on hyvin suuri. Perushankintakustannus realisoituu yleensä lähellä investointipäätöksentekoa, joten päätöksentekohetkellä perushankintakustannukseen liittyy usein suhteellisen vähän epävarmuutta. Perusinvestointi jakautuu käyttöomaisuus- ja käyttöpääomainvestointeihin. Käyttöomaisuusinvestointi koostuu pitkävaikutteisiin tuotannontekijöihin sidotusta pääomasta. Pitkävaikutteisia tuotannontekijöitä voivat uusiutuvan energian investoinneissa olla esimerkiksi maa-alueet, rakennukset sekä käyttöhenkilökunnan koulutus. Käyttöpääomainvestointi sen sijaan muodostuu lyhytvaikutteisiin tuotannon tekijöihin, kuten raaka-aine- tai polttoainevarastoihin sitoutuneesta pääomasta. [90, 91]

Uusiutuvan energian tuotantomuodoista erityisesti tuuli- ja aurinko-sähköinvestoinneissa painottuvat perushankintakustannukset. Tähän syynä ovat vähäiset juoksevasti syntyvät kustannukset, sillä tuuli- ja aurinkovoimantuotantoon ei liity polttoainekustannuksia. Biomassaa poltettaessa myös polttoainehankinta aiheuttaa kustannuksia, joten siinä kustannusrakenne on erilainen. Biokaasuvoimala taas käyttää polttoaineenaan biokaasua, mutta biokaasureaktori on yleensä osa voimalaitoksen perusinvestointia. Voimalakokonaisuuden polttoainetta ovatkin oikeastaan erilaiset jätevirrat, joiden vastaanottamisesta voidaan saada porttimaksuja sen sijaan, että hankinnasta syntyisi kustannuksia. Näin ollen myös biokaasulaitosinvestoinnin kustannusrakenteessa painottuu aurinko- ja tuulivoiman tavoin perushankintakustannus.

Uusiutuvan energian tuotantolaitoksen perushankintakustannus koostuu lähinnä käyttöomaisuusinvestoinneista. Niistä yhteisiä tässä työssä tarkasteltaville uusiutuvan energian tuotantomuodoille ovat rakentamisalueen hankinta, joka voidaan tosin myös vuokrata, laitosinvestointi, logistiikkakustannukset, rakentamiskustannukset, sähköverkkoliityntä, kehitystyöstä aiheutuvat kustannukset, kuten työvoimakustannukset sekä erilaisten selvitysten kustannukset. Lisäksi useissa tapauksissa kustannuksia aiheutuu myös tieinfrastruktuurin rakentamisesta. Biokaasu- ja biomassalaitoksissa tarvitaan myös asianmukaisesti koulutettu käyttöhenkilökunta. [34]

5.1.2 Juoksevasti syntyvät tuotot ja kustannukset

Juoksevasti syntyvät tuotot ja kustannukset ovat suuruudeltaan selvästi perusinvestointia epävarmempia investointilaskennan lähtöarvoja. Kun investointipäätöstä tehdään, voidaan tehdä vain hyviä arvauksia siitä, kuinka esimerkiksi investoinnin käyttökustannukset ja tuotetusta hyödykkeestä saatava hinta kehittyvät investoinnin pitoaikana. Tarkastelun yksinkertaistamiseksi tuottojen ja kustannusten ajatellaan syntyvän investointiajanjakson kunkin vuoden lopussa. Tarkoituksenmukaista on käsitellä vuotuista nettotuottoa tai -säästöä, joka on vuotuisen erillistuoton ja siitä aiheutuvan erilliskustannuksen erotus. Investoinnin pitoajan vuotuiset nettotuotot muodostavat investoinnin kassavirran, jonka käsittelyyn monet investointilaskentamenetelmät perustuvat. [90]

Energiantuotantolaitoksen juoksevasti syntyvät kustannukset ovat voimalan käytön aikana syntyviä käyttö- ja kunnossapito- sekä polttoainekustannuksia. Polttoainekustannukset ovat toiminnan muuttuva kustannus, sillä niiden määrä muuttuu voimalan käyttöasteen mukaan. Käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin lukeutuu monia eri kustannuksia, joista osa on polttoainekustannusten tavoin muuttuvia ja osa kiinteitä, voimalan käyttöasteesta riippumattomia kustannuksia. Muuttuvia käyttö- ja kunnossapitokustannuksia voivat olla kuljetuskustannukset, omakäyttöenergia, prosessin jätevesien puhdistus, sähkön siirtokustannukset ja tasesähkökustannukset. Kiinteitä käyttö- ja kunnossapitokustannuksia ovat esimerkiksi maanvuokra, kiinteistövero, henkilöstökustannukset, vakuutusmaksut, säännöllisesti tehtävien huoltojen kustannukset sekä tarvittaessa korjauskustannukset. Työssä käsiteltävistä uusiutuvan energian tuotantomuodoista ainoastaan biomassaa polttavaan voimalaan sekä mahdollisesti viljelykasveja hyödyntävään biokaasuvoimalaan liittyy polttoainekustannuksia. Biomassaa ja biokaasua hyödyntävien voimaloiden prosesseissa myös muiden juoksevasti syntyvien kustannusten osuus on suurempi kuin aurinko- ja tuulivoimalla. Tämä johtuu voimaloiden suuremmasta omakäyttöenergian määrästä, käytönaikaisen valvonnan tarpeesta sekä suuremmasta huolto- ja korjaustarpeesta, sillä prosessit ovat tuuli- ja aurinkosähkövoimaloiden prosesseihin verrattuna monimutkaisempia. Fossiilisten polttoaineiden kilpailukykyä heikentää muuttuviin kustannuksiin lukeutuva päästöoikeuskustannus. Uusiutuvan energiantuotannon muuttuvista kustannuksista tämä puuttuu, mikä luo tuotannolle etulyöntiaseman. Energiantuotannon juoksevasti syntyvät tuotot muodostuvat tuotantotavasta riippuen energian myyntituloista, valtion tuotantotuesta sekä porttimaksuista ja lannoitemyynnistä. Tuotantotukijärjestelmät vähentävät investoinnin juoksevasti syntyviin tuottoihin liittyvää epävarmuutta. [34]

Investoinnin aikana rahan käyttöön saamisesta syntyy rahoituskustannuksia. Nykyarvomenetelmässä ja sisäisen korkokannan menetelmässä rahoituskustannukset huomioidaan laskentakorkokannassa. Rahoituskustannuksista kerrotaan luvussa 5.2. [90]

5.1.3 Käytettävä laskentakorkokanta

Diskonttaus on investointilaskennan perustyökalu, jolla voidaan selvittää tulevaisuudessa realisoituvien kustannusten tai tuottojen arvo nykyhetkellä. Näin voidaan vertailla eri lukuja huolimatta ajasta niiden realisoitumisen välillä. Diskonttauksessa käytettävä laskentakorkokanta on investoinnin minimituottovaatimus eli sillä huomioidaan rahan aika-arvo. Diskonttauksen avulla investoinnit voidaan asettaa kannattavuusvertailua varten samalle viivalle. Diskonttauksessa vuotuiset nettotuotot kerrotaan diskonttaustekijällä d_n , joka saadaan lausekkeesta

$$d_n = \frac{1}{(1+i)^n}, \quad (18)$$

jossa i on laskentakorkokanta ja n se vuosi, jonka nettotuottoja halutaan nykyhetkeen diskontata.

Ollakseen kannattava, investoinnin on siis tuotettava ainakin rahoituskustannusten verran. Vieraan pääoman tuottovaatimusta kutsutaan koroksi ja se on vieraan pääoman käyttöön saamisesta maksettava korvaus. Vierasta pääomaa lainaavat pankit ja muut luottajat. Tuottovaatimukseksi taas kutsutaan sijoitetulle omalle pääomalle vaadittavaa tuottoa. Omaa pääomaa investoinnille myöntävät omistajat, jolloin tuottovaatimus määräytyy sen mukaan, millaista tuottoa oman pääoman sijoittajat sijoitukselleen haluavat. Investoinnin rahoitus voi koostua osittain omasta ja osittain vieraasta pääomasta (velkavipu), joille maksettava korvaus rahan käytöstä on eri suuruinen. Velkavivun käyttö mahdollistaa omalle pääomalle suuremman tuoton, sillä usein oman pääoman kustannus on vieraan pääoman kustannusta suurempi. Velkavipua käytettäessä laskentakorkona voidaan käyttää pääomien suhteella painotettua keskimääräiskustannusta, WACC (Weighted Average Cost of Capital). Keskimääräiskustannus voidaan laskea yhtälöstä

$$WACC = \frac{E}{(E + D)} * r_e + \frac{D}{(E + D)} * i_d, \quad (19)$$

jossa E on oma pääoma (Equity), D vieras pääoma (Debt), r_e oman pääoman kustannus eli tuottovaatimus (Returns on equity) ja i_d vieraan pääoman kustannus eli korko (Interest rate). Laskentakorkokannassa korkona käytetään nimelliskorkoa tai reaalikorkoa riippuen siitä, tarkastellaanko investoinnin kassavirtoja reaali- vai nimellisrahan arvoa käyttäen. Reaalikorko on noin nimelliskoron ja inflaation erotuksen suuruinen. Tässä työssä käytetään nimellisiä kassavirtoja eli kunkin vuoden kassavirrat ilmaistaan sen vuoden rahassa, jona kassavirrat realisoituvat. Tästä syystä nykyarvo- ja sisäisen korkokannan laskennassa laskentakorossa käytetään nimelliskorkoa. Ylimoitettulla inflaatiolukemalla investointi voidaan saada näyttämään liian edulliselta. [90, 92]

Investoinnin tuottovaatimus määräytyy hankkeen kannattavuuden ja riskien suhteesta. Tuottovaatimusta ei aseteta lainsäädännön perusteella tehtäville pakollisille investoinneille. Alhainen tuottovaatimustaso, noin 6-15 % asetetaan yleisesti investoinneille, jotka ovat edellytyksinä liiketoiminnan jatkumiselle. Tällaisia voivat olla markkina-aseman turvaamiseen tähtäävät investoinnit, uusintainvestoinnit tai kustannusten alentamiseen tähtäävät investoinnit. Korkein tuottovaatimustaso, 15-25 % on tuottojenlisäysinvestoinneilla ja uusien alueiden valtaamiseksi tai uusien tuotteiden valmistamiseksi tehtävillä investoinneilla. Korkea tuottovaatimustaso johtuu korkeimmasta riskitasosta. Uusiutuvan energian investoinnit kuuluvat korkeimpaan tuottovaatimustasoon, sillä niihin liittyvä riskitaso on korkea. [90, 93]

Pääomien suhde on tässä työssä valittu siten, että oman pääoman osuus on 30 % ja velan osuus 70 %. Luvut on valittu sen perusteella, että kirjallisuudessa nämä lukemat ovat olleet yleisimmin käytettyjä lukuja uusiutuvan energian investoinneille. Ennen

2000-luvun finanssikriisiä suhde on voinut olla jopa 20 % ja 80 %, mutta nykyisin heikentyneen taloustilanteen vuoksi vieraan pääoman saanti edellyttää aikaisempaa suurempaa oman pääoman osuutta. [34, 94]

5.1.4 Investoinnin pitoaika

Investointiajanjakso tai pitoaika on laskennassa käytettävä investoinnin taloudellinen pitoaika. Pitoajan pituus voi määräytyä esimerkiksi siitä, kuinka kauan jokin hankittava kone tai laite on käyttökelpoinen ja riittävän tehokas alkuperäisessä käyttötarkoituksessaan. Toisaalta, investoinnin pitoaikaa voi rajoittaa myös se, kuinka kauan sijoitettu pääoma on käytettävissä kyseiseen investointiin. Investointilaskenta suoritetaan pitoajan mittaiselle ajanjaksolle. Kun taloudellinen pitoaika on kulunut loppuun, voi investoinnilla olla vielä jokin jäännösarvo, mikä saataisiin, jos tuote myytäisiin tai jouduttaisiin maksamaan, jos tuote hävitettäisiin. Myös tämän tuoton tai kustannuksen nykyarvo otetaan investointilaskennassa huomioon. [90]

Energiantuotantolaitosinvestointi sitoo paljon pääomaa. Kun riskitaso on samalla korkea, liittyy pääoman saantiin lisäksi vaatimus palauttaa sijoitettu pääoma takaisin mahdollisimman pian. Investoinnin taloudelliseen pitoaikaan vaikuttaakin se, kuinka kauan oma pääoma on käytettävissä eli kuinka nopeasti sijoittaja haluaa rahansa investoinnista irti ja mitä investoinnille tämän jälkeen tapahtuu. Pitoajan ollessa laitoksen käyttöiän pituinen, jäännösarvo voi olla negatiivinen, jos vanhasta laitoksesta on päästävä eroon. Investoinnin pitoajan ollessa selvästi tätä lyhyempi, voidaan jäännösarvon määrittelyssä tarkastella laitoksen myynnin vaihtoehtoiskustannusta. Voidaan siis vertailla laitoksen pitämisestä pitoajan jälkeen saatavia hyötyjä laitoksen myynnistä saataviin hyötyihin. Energiantuotantolaitosten arvo sisältyy laitosten odotettavissa oleviin tulevaisuuden kassavirtoihin. Itse laitteiden arvo on käytännössä merkityksetön. Tätä varten on arvioitava, kuinka paljon laitos tulee tuottamaan myyntihetken jälkeen ja toisaalta, millaisia kustannuksia se ajankohdan jälkeen aiheuttaa. Voi olla, että tulevaisuudessa joudutaan tekemään korjaus- tai ylläpitoinvestointeja, jotka vähentävät investoinnin tuottoja tulevaisuudessa. Myös muutokset tuloissa pitoajan jälkeen on huomioitava jälleenmyyntiarvon määrittelyssä. Esimerkiksi uusiutuvan energian tuotantotukijärjestelmät ovat tämänhetkisen lainsäädännön mukaan voimassa vain tietyn ajan, 12 vuotta, joten tuen saannin suhteen tuotantotukea saavien laitosten tulot tulevat joka tapauksessa muuttumaan. [42]

5.2 Laskentamenetelmät

Yleisesti käytettäviä investointilaskentamenetelmiä on viisi. Peruslaskentamenetelmiä ovat nykyarvomenetelmä, annuiteettimenetelmä ja sisäisen korkokannan menetelmä. Näiden lisäksi käytetään yksinkertaistettuja menetelmiä, pääoman tuottoastemenetelmää ja takaisinmaksuajan menetelmää. [90]

Yritysten käyttämät investointilaskentamenetelmät ovat varsinkin aikaisemmin liittyneet yrityksen kokoon. 1990-luvulla pienemmät yritykset käyttivät lähinnä

takaisinmaksuajan menetelmää sen yksinkertaisuuden vuoksi. Takaisinmaksuajan menetelmä on edelleen suosituin laskentamenetelmä kaiken kokoisissa yrityksissä, mutta nykyisin on hyvin yleistä käyttää menetelmän rinnalla myös jotain toista laskentamenetelmää. Eniten on tutkimusten mukaan lisääntynyt nykyarvomenetelmän käyttö. Lähes yhtä paljon käytetään sisäisen korkokannan menetelmää. Näiden menetelmien tehokkuus ja kyky huomioida tarkasti erilaiset vaihtelevatkin kassavirrat on yrityksissä huomattu. Myös tässä työssä keskitytään tarkastelemaan juuri nykyarvomenetelmää, sisäisen korkokannan menetelmää sekä takaisinmaksuajan menetelmää. [89, 90, 95, 96]

5.2.1 Nykyarvomenetelmä

Nykyarvomenetelmä perustuu siihen, että koko investointiajanjakson vuotuiset tuotot ja kustannukset diskontataan nykyhetkeä vastaaviksi valitun laskentakorkokannan avulla. Tuottojen nykyarvoon sisältyvät vuosittain realisoituvien nettotulojen nykyarvo sekä mahdollinen jäännösarvon nykyarvo. Jos investoinnin pitoaikana syntyvien nettotulojen nykyarvon ja perushankintakustannuksen summa eli investoinnin nykyarvo on nolla tai enemmän, on investointi valitulla laskentakorkokannalla kannattava. Jos taas investoinnin nykyarvo on negatiivinen, eivät investoinnin ajalla syntyvät tuotot riitä kattamaan investointikustannusta sekä valittua korkokantaa. Mikäli investoinnin nykyarvo on nolla, tuottaa investointi täsmälleen laskentakorkokannan suuruisen tuoton sijoitetulle pääomalle. [90]

Nykyarvomenetelmää käytettäessä voidaan siis arvioida investoinnin kannattavuutta silloin, kun tiedetään, minkä suuruinen tuotto investoinnille halutaan. Voidaan tarkastella, riittävätkö investoinnin aikaiset nettotulot kattamaan investoinnin hinnan ja halutun tuottovaatimustason ja kuinka nykyarvo muuttuu, kun jokin tulo tai meno muuttuu.

5.2.2 Sisäisen korkokannan menetelmä

Sisäisen korkokannan menetelmässä etsitään suurinta korkokantaa, jolla investointi vielä maksaa itsensä takaisin. Kyseisen investoinnin sisäinen korkokanta eli IRR (Internal Rate of Return) on se korko, jolla laskettaessa nettotulojen nykyarvon sekä perushankintakustannuksen summa on nolla. Jos sisäinen korkokanta osoittautuu investoinnille vaadittavan tuoton suuruiseksi, on investointi menetelmän perusteella kannattava. Sisäisen korkokannan ollessa vaadittua tuottoa suurempi, tuottaa investointi sitäkin enemmän. Sisäisen korkokannan menetelmä siis vain osoittaa, kuinka suureen prosentuaaliseen tuottoon investoinnilla päästään. Menetelmä ei toisaalta suoraviivaisesti kerro mitään investoinnin koosta tai saavutettavista absoluuttisista tuotoista, joten menetelmä soveltuu saman suuruisten investointien vertailuun. [90]

Sisäinen korkokanta helpottaa erityisesti vaihtoehtoisten investointikohteiden vertailua. Suurimman sisäisen korkokannan investointi on kannattavin, sillä laskentamenetelmän perusteella se tulee tuottamaan eniten. Kun tiedetään investoinnin

tulevat menot ja tulot, voidaan sisäisen korkokannan menetelmällä tarkastaa, millaisiin tuottoihin kyseisellä investoinnilla voidaan päästä.

5.2.3 Takaisinmaksuajan menetelmä

Takaisinmaksuajan menetelmä kertoo nimensä mukaisesti ajan, jossa investointi maksaa itsensä takaisin. Takaisinmaksuaika on aika perusinvestointikustannuksen realisoitumisesta siihen, kun investoinnin yhteenlasketut nettotulot ylittävät perushankintakustannuksen. Takaisinmaksuaika voidaan ratkaista nettotuloista sellaisenaan, mutta tällöin se ei huomioi rahan aika-arvoa. Vuotuiset nettotulot ja jäännösarvo voidaanakin diskontata investointiajankohtaan valitulla laskentakorkokannalla, jolloin saadaan realistisempi käsitys takaisinmaksuajasta. [90]

Mitä lyhyempi takaisinmaksuaika on, sitä kannattavamaksi menetelmä investoinnin määrittelee, koska pääoma saadaan kerrytettyä mahdollisimman nopeasti takaisin. Takaisinmaksuajan menetelmä korostaa investoinnin rahoitusvaikutusta eikä lainkaan esimerkiksi sitä, millaisiin kokonaistuottoihin investoinnilla voitaisiin päästä. [90]

6 KIINNOSTAVIEN LIKETOIMINTAMALLIEN ERITYISTARKASTELU

Tämän luvun tarkoituksena on esitellä neljä erilaista uusiutuvaa energiantuotantoa edustavaa liiketoimintamallia ja tunnistaa mallien kannattavuuksiin vaikuttavat tekijät. Mallit on valittu niiden kiinnostavuuden perusteella. Kiinnostavuus määräytyi kunkin mallin arvioitujen tuottojen, riskien ja toteutettavuuden sekä taloudellisten ohjauskeinojen perusteella. Valintaan vaikuttivat osaltaan myös tuotantomuodon viimeaikainen kasvutrendi ja energiantuotannon periaatteellinen hyvyys.

Tuulivoiman osalta tarkastellaan tuulivoimapuistoa, aurinkovoiman osalta esimerkiksi tehdashallin katolle asennettavaa suurta aurinkosähköjärjestelmää ja biomassan osalta kahta hieman erilaista ratkaisua, metsähakevoimalaa sekä metsähaketta ja teollisuuden sivutuotepuuta polttavaa voimalaa. Biokaasutuotantoteknologioista tarkastellaan yhteismädätyslaitosta, jonka tuottama biokaasu hyödynnetään sähkön ja lämmön yhteistuotannossa. Tarkastelussa lähtökohtana on uusiutuvan energian rakentaminen Suomeen. Täten voidaan tarkastella juuri Suomessa käytössä olevien tukimuotojen vaikutuksia hankkeiden kannattavuuksiin. Erityistarkastelussa käydään läpi kunkin liiketoimintamallin ansaintalogiikkaa eli havainnollistetaan, millaisista osista mallin ansainta muodostuu. Lisäksi käydään läpi ansaintaan liittyviä kriittisiä tekijöitä voimalan rakentamisen, toiminnan sekä primäärienergianhankinnan näkökulmista. Tämän jälkeen tarkastellaan kunkin tuotantomuodon osalta hankkeiden kannattavuuksia investointilaskennan keinoin ja käydään läpi, kuinka merkittävästi muutokset liiketoimintamallien kriittisissä tekijöissä vaikuttavat niiden kannattavuuksiin. Erityisesti tarkastellaan energiantuotantomuotojen saamien tukien vaikutuksia investointien houkuttelevuuteen. Lopuksi tarkastellaan, millaisia riskejä tuotantomuotoihin liittyy ja millainen on riskien suhde odotettavissa oleviin tuottoihin.

6.1 Valittujen ansaintalogiikkojen esittely

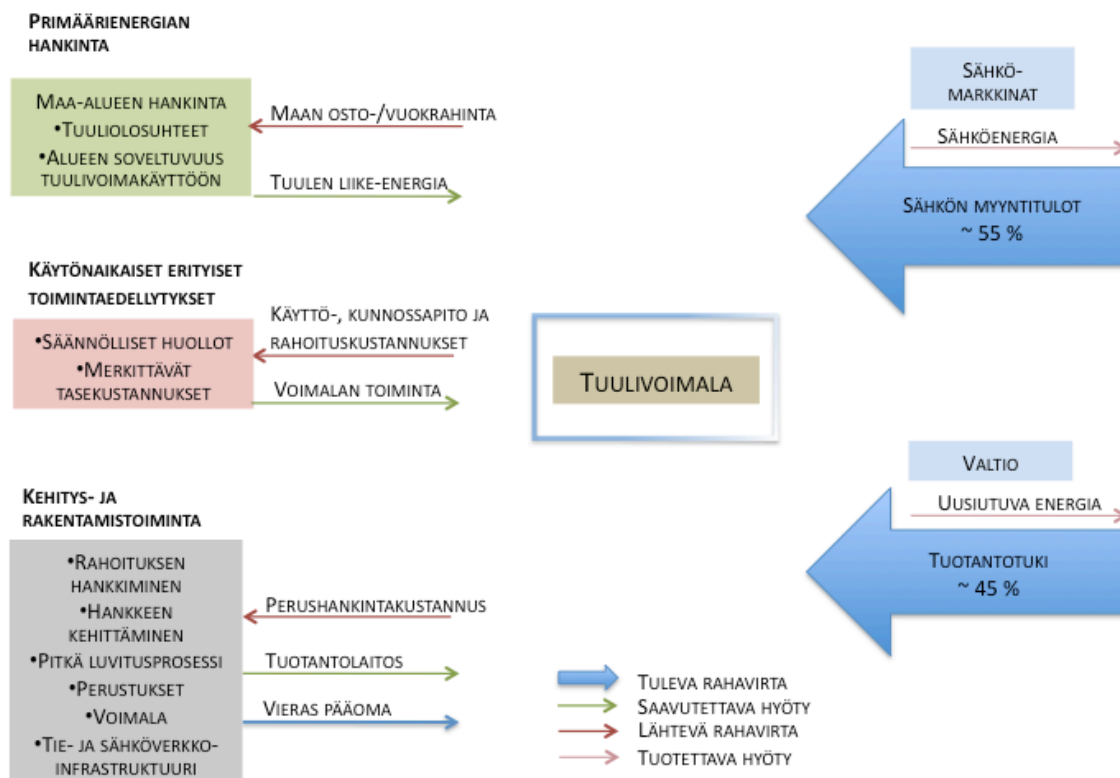
Kuvissa 6.1.-6.4. hahmotellaan valittuihin uusiutuvan energian teknologioihin liittyvien liiketoimintamallien ansaintalogiikat. Kuvat esittelevät energiantuotannon kannattavuuteen liittyvät olennaisimmat ympäristö- ja olosuhdetekijät. Kuviin on merkitty myös, millaista arvoa eri tahot tai vaiheet toisilleen tuottavat. Siniset nuolet kuvaavat energian tuottajalle tulevia rahavirtoja ja kirkkaan punaiset nuolet tuottajalta lähteviä rahavirtoja. Vihreät nuolet kuvaavat tuottajan saamaa hyötyä ja vaaleanpunaiset nuolet toiselle osapuolelle tuotettua hyötyä. Siniset nuolet eli tuottajalle tulevat

rahavirrat on kuvissa merkitty paksuudeltaan erilaisina sen mukaan, kuinka suuren osan investoinnin tuloista ne kattavat. Kannattavuuden kasvattamiseksi voidaan joko pyrkiä kasvattamaan hankkeen tuottoja tai vähentämään kustannuksia. Energiantuotantolaitokset ovat pääomavaltaisia investointeja, joten investointikustannusten lisäksi tuloilla on erittäin suuri merkitys uusiutuvan energian investoinneissa. Hankkeen tuottojen kasvattamispyrkimyksissä huomio kannattaa kiinnittää erityisesti niihin tulovirtoihin, jotka kattavat suurimman osan investoinnin tuloista.

6.1.1 Tuulivoimala

Kuten tuulivoimatuotantoa käsittelevästä kuvasta 6.1. huomataan, perustuu tuulivoimatuotannon ansaintalogiikka täysin kahteen tulovirtaan, jotka ovat sähkön myyntitulot sekä valtion tuet. Sähkön myyntitulot kattavat toiminnan tuotoista koko tuotantotuen maksuaikana hieman yli puolet ja loput tuotoista saadaan tukijärjestelmästä. Sähkön myyntitulot ovat suoraan verrannolliset tuotetun sähkön määrään ja myös tuotantotukea maksetaan tuotetun sähköenergian mukaan. Toiminnan molemmat tulovirrat siis riippuvat ratkaisevasti sähköntuotannon määrästä, joten sen maksimointi on tuulivoimainvestoinnin kriittinen menestystekijä. Tuulivoimalan sähköntuotannon määrän määrittävät tuulisuus ja voimalakokonaisuuden suunnittelu. Hyvän maa-alueen löytäminen ja olosuhteisiin sopivan voimalakokonaisuuden valinta ovatkin siis tuulivoimainvestoinnissa avainasemassa. EWEA:n laskelmien mukaan maa-alueen hankinnan osuus on noin 3,9 % tuulivoimalan perushankintakustannuksista, mutta sen vaikutus molempiin tulovirtoihin on ratkaiseva. Tuulivoimalan rakennusalueella tuuliolosuhteiden on oltava mahdollisimman hyvät. Tämä edellyttää alhaista rosoisuutta alueen ympäristössä, jottei tuulennopeus vaimene ennen voimalaa. Aukeat, vähämetsäiset alueet soveltuvatkin tuulivoimatuotantoon parhaiten. Suomen rannikkoalueilla maanpinnan profiili on tasainen ja rosoisuus vähäistä. Samanaikaisesti myös maan ja veden läheisyys tarjoavat yleensä parhaat edellytykset tuulisuudelle ja näistä syistä rannikkoalueet ovat erittäin suotuisia tuulivoimarakentamiseen. Tuulinen, maastoltaan vähärosoinen alue on kuitenkin lähinnä tuulivoimatuotannon perusedellytys eikä yksin riitä takaamaan onnistunutta tuulivoimahanketta. Maa-alueen tulee lisäksi olla sellainen, että voimalan tai voimaloiden rakentaminen alueelle on mahdollista. Optimaalisen tuulivoima-alueen löytyminen vaatiikin lukuisten ehtojen toteutumista.

[70]



Kuva 6.1. Tuulivoimaprojektin ansaintalogiikka.

Tuulivoimapuiston maa-alueen maaperän tyyppi vaikuttaa siihen, kuinka suuriksi perustusten rakentamiskustannukset nousevat. EWEA:n tietojen perusteella merkittävä osuus, noin 6,5 % tuulivoimalan rakentamiskustannuksista aiheutuu yksinomaan perustuksista, joten niihin liittyvien kustannusten suuruus vaikuttaa merkittävästi koko investoinnin kannattavuuteen. Kovempi maaperä mahdollistaa edullisemman perustustekniikan, mutta kalliimpia perustuksia vaativaan projektiin kannattanee lähteä, jos alue muilta osin on erinomainen tuulivoimakäyttöön. Yhden voimalan viemä pinta-ala on kohtuullisen pieni, perustusten viemä alue halkaisijaltaan suurimmillaan noin 20 metriä, mutta voimaloiden tuuleen aiheuttaman turbulenssin takia voimaloita ei voida sijoittaa viereen. Tästä syystä tuulivoimapuiston maa-alueen tulee olla suuri. Voimaloiden väliin jäävä maapinta-ala voidaan kuitenkin hyödyntää esimerkiksi maatalousmaana. Tuulivoimalat on lisäksi pystyttävä toimittamaan maa-alueelle. Maa-alueelle on siis tultava tai pystyttävä rakentamaan tie, jota pitkin kuljetus- ja huoltotoimenpiteet voidaan hoitaa. Tiestön pitää olla sellainen, että valtavien voimaloiden kuljettaminen sitä pitkin on mahdollista. Muussa tapauksessa voidaan joutua turvautumaan kalliimpiin menettelyihin, kuten kuljettamiseen vesiteitse. Yksi merkittävä tuulivoiman rakentamisalueeseen liittyvä asia on myös sähköverkon sijainti, sillä EWEA:n mukaan peräti 8,9 % tuulivoimainvestoinnin kustannuksista aiheutuu sähköverkkoliittynästä. Verkkoliittymäkustannukset kuuluvat Suomen käytäntöjen mukaan kokonaisuudessaan tuulivoimarakentajalle. Edullisin vaihtoehto on, jos sähköverkko ja soveltuva

liittymispiste sijaitsevat hyvin lähellä maa-alueetta. Muussa tapauksessa tuulivoimarakentaja joutuu pääsääntöisesti itse kustantamaan tarvittavat uudet voimajohdot maa-alueelta sähköverkon liittymispisteeseen. Tuottajalle kuuluvat myös sähköverkon vahvistamisesta aiheutuvat kustannukset. Sähköverkkoliittymän kokonaiskustannuksiin vaikuttavat muun muassa sähköverkon etäisyys tuulivoimalan maa-alueelta, liitettävä tehokapasiteetti sekä se, minkä verkkoyhtiön ja millä tavoin kuormitetun verkon alueella voimala sijaitsee. [70]

Ratkaisevaa tuulivoimalan sähköntuotannon ja täten myös tulojen kannalta on myös perusteellinen suunnittelu, jotta varmistutaan siitä, että alueelle rakennetaan oikeanlaiset voimalat ja sijoitellaan ne oikealla tavalla. Konsultoinnin hinnaksi EWEA on arvioinut noin 1,2 % perushankintakustannuksesta. Tuuli kuljettuaan voimalan turbiinin läpi on turbulenttista, jolloin sen energiasisältö on pienempi kuin tuulivoimalalle tulevan häiriintymättömän tuulen energiasisältö. Tästä johtuen voimalat on sijoitettava siten, että ne toimivat optimaalisissa tuuliolosuhteissa eivätkä häiritse toisille voimaloille saapuvia virtauksia. Tuulimittauksia onkin suoritettava maa-alueella vähintään vuoden ajan. Tämän jälkeen vuoden mittausdata korreloidaan pitkän aikavälin tuulidataan (MCP, Measure Correlate Predict), jonka jälkeen voidaan muodostaa pitkän aikavälin ennuste (20 vuotta) alueen tuulisuudesta. Tällä tavoin suunnittelussa pyritään valitsemaan kyseisiin tuuliolosuhteisiin sopivin mahdollinen voimala siten, että energiantuotannon hinta tuotettua yksikköä kohden saataisiin mahdollisimman alhaiseksi. Tästä syystä mahdollisimman suuri voimala ei aina ole paras vaihtoehto. Mittauksin varmistetaan myös se, että voimaloiden sijoittelu on optimaalinen. Lisäksi tuulimittausten suorittamista vaativat myös esimerkiksi turbiinitoimittajat. Toimittajat takaavat turbiineilleen käytettävyydestä, joka on tyypillisesti 95 – 97 %. Takuun edellytyksenä turbiinitoimittajat haluavat varmistaa, etteivät alueen tuulisuusolosuhteet ylitä turbiinien suunnittelussa käytettyjä turbulenttisuuden, keskituulennopeuden tai äkillisten voimakkaiden ilmavirtausten arvoja. Näin ollen on kaikkien osapuolten yhteinen etu analysoida maa-alueen tuuliolosuhteet mahdollisimman tarkasti. [42, 70]

Sen lisäksi, että tuulivoimarakentaminen tietyille alueille on teknisistä ja taloudellisista näkökulmista mahdollista, on selvitettävä, soveltuvatko tuulivoimalat kyseiselle alueelle ja sen ympäristöön. Soveltuvuuden varmistamiseksi tuulivoimarakentaminen, kuten mikä tahansa muukin rakentaminen, on maassamme luvanvaraista. Toimintaan tarvitaan rakennuslupa ja tuulivoimaloiden korkeudesta johtuen lentoestelupa sekä mahdollisesti myös lupia tarvittavaa sähköverkkorakentamista varten. Ympäristölupa tarvitaan, jos voimalan toiminta aiheuttaa ympäristön pilaantumisvaaran. Vesistölupa tarvitaan rakennettaessa vesistöön tai siten, että rakentamisella on vaikutuksia vesistöön. Jos hankkeen voimaloiden kokonaismäärä on kymmenen tai enemmän tai niiden yhteenlaskettu teho on vähintään 30 megawattia, sovelletaan ympäristövaikutusten arviointimenettelyä (YVA). Ympäristövaikutusten arviointimenettelyssä voimaloiden vaikutuksia ympäristöön pyritään vähentämään tai mahdollisuuksien mukaan jopa eliminoimaan. Maakuntaliitot tai kunnat voivat kaavoituksessa valmiiksi osoittaa alueita tuulivoimaa varten, jolloin erillistä

kaavoitusprosessia ei yleensä tarvita. Tällöin tarvittavien lupien hankinta riittää. Joissain tapauksissa tuulivoimalat voivat saada rakennusluvan perustuen nopeampaan ja kevyempään suunnittelutarveratkaisumenettelyyn. Yksityiskohtaisen kaavoituksen tarve kuitenkin harkitaan aina tapauskohtaisesti. Juuri tuulivoiman kohdalla luvitukseen liittyvät kysymykset ovat erityisen tärkeitä, sillä teollisen mittakaavan tuulivoimalat ovat kookkaita ja aiheuttavat jonkin verran melua eikä niihin vielä Suomessa ole totuttu. Tuulivoimarakentaminen onkin luvitusprosessien yhteydessä herättänyt paljon keskustelua, sillä tuulivoimarakentamisen tuomat hyödyt ovat valtakunnallisia, mutta haitat ilmenevät paikallisina. [42, 97, 98]

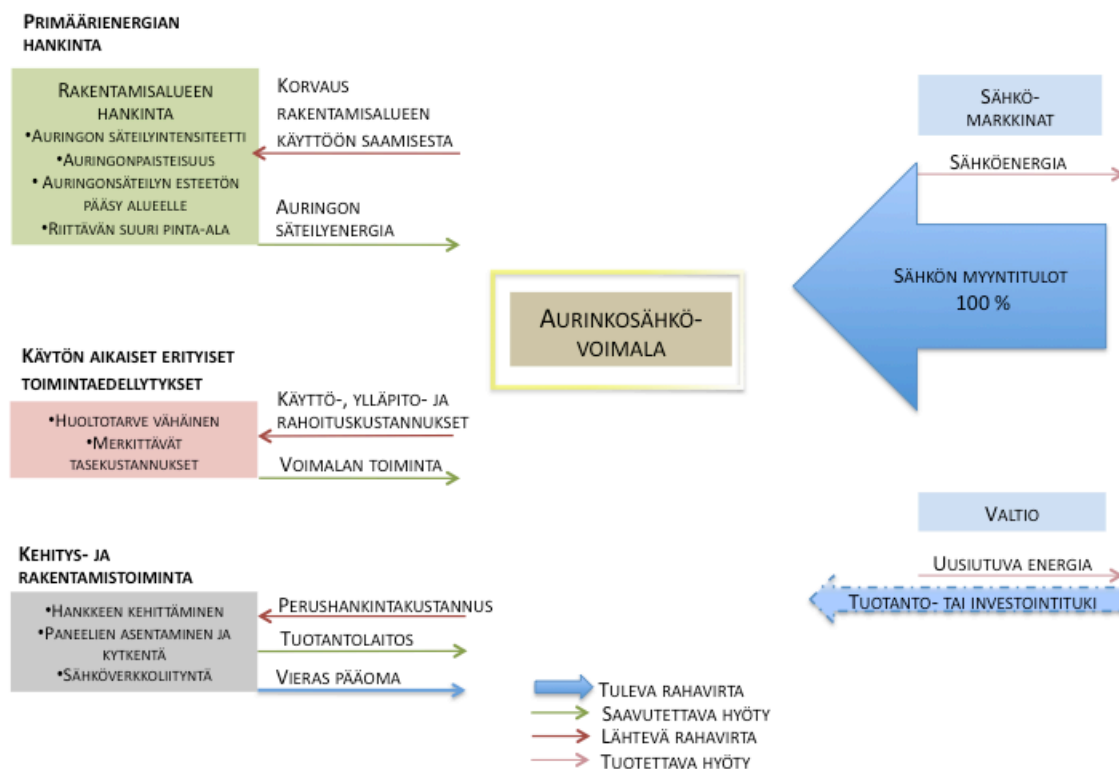
Edellä on esitetty tuulivoimalan tuottaman energian määrään ja tuloihin vaikuttavia kriittisiä tekijöitä. Muut mahdollisuudet tuulivoimahankkeen kannattavuuden parantamiseksi liittyvät tuottojen maksimoinnin sijaan kustannusten minimointiin. Tuulivoimainvestoinnissa painottuu perushankintakustannus. Kuten edellä jo mainittiin, ovat perustukset (6,5 %), sähköverkkoliityntä (8,9 %) sekä konsultointi (1,2 %) merkittäviä yksittäisiä komponentteja perushankintakustannuksessa. Suurin kustannuserä on kuitenkin turbiini, noin 75,6 %. Muita perushankintakustannukseen sisältyviä eriä ovat tarvittavat sähköasennukset 1,5 %, tieinfrastruktuurin rakentaminen 0,9 % sekä kontrollointilaitteistot 0,3 %. Juoksevasti syntyvät kustannukset ovat perushankintakustannukseen verrattuna pienet, sillä polttoainekustannuksia ei ole lainkaan. Tuulivoiman kannattavuus riippuu siis tuuliolosuhteiden lisäksi merkittävästi tuuliturbiinien hintatason ja voimaloiden rakentamiskustannusten sekä rahoituskustannusten kehityksestä. [70]

Juoksevasti syntyviä kustannuksia tuulivoimainvestoinnissa aiheuttavat käyttö- ja kunnossapito sekä rahoitus. Näihin lukeutuvat huolto- ja korjauskustannukset, sähkönsiirtokustannukset, tuotantoennustevirheestä aiheutuvat tasekustannukset, hallinnointikulut, vakuutusmaksut sekä korkokustannukset. Jos maa-alue lisäksi vuokrataan, myös tästä aiheutuvat kustannukset lukeutuvat juoksevasti syntyviin kustannuksiin. Juoksevasti syntyvät kustannukset ovat tuulivoiman tapauksessa pienet verrattuna perushankintakustannukseen, sillä polttoaine- tai päästöoikeuskustannuksia ei ole. Suuruudeltaan ne ovat noin 12-15 €/MWh ja suurin osa summasta aiheutuu säännöllisesti tehtävistä huolloista sekä tarvittaessa tehtävistä korjauksista ja niihin tarvittavista varaosista. Tasekustannukset ovat tuulivoimatuotannolla kuitenkin merkittävästi monia muita energiantuotantomuotoja suuremmat tuulisuuden vaihtelevasta luonteesta johtuen. EWEA:n tutkimusten mukaan tasekustannusten suuruus on kasvaa lineaarisesti tuulivoiman osuuden kasvaessa sähköntuotantomuotona. Tasekustannusten suuruudeksi on arvioitu tavallisimmin noin 2 €/MWh tai vähemmän, mutta tuulivoimatuotannon osuuden kasvaessa 20 %:iin on tasekustannusten arvioitu voivan nousta 4 €/MWh:iin. Tasekustannusten suuruus määräytyy sen mukaan, kuinka suuri ennustevirhe missäkin tilanteessa on ja millaisia kustannuksia kulutuksen ja tuotannon välisen epätasapainon palauttaminen muiden energiantuotantolaitosten avulla aiheuttaa. Tuulivoiman määrän kasvu kasvattaa keskimääräisiä tasekustannuksia, sillä

epätasapaino sähköverkossa kasvaa tuulivoimatuotannon määrän lisääntymisen myötä ja tasapainotusta on tehtävä yhä useammin ja yhä enemmän. [70]

6.1.2 Aurinkosähkövoimala

Aurinkosähköteknologiaan perustuvaa voimalaitosinvestointia kuvaava ansaintalogiikka näkyy kuvassa 6.2. Se on tuulivoimankin kuvaa yksinkertaisempi, sillä tulot muodostuvat vain yhdestä tulovirrasta, sähköön myyntituloista. Kuvaan on katkoviivalla merkitty aurinkosähkön mahdollinen toinen ansaintakeino, joka olisi valtion tuotantotuki, mutta sellaista ei Suomessa ole käytössä. Maan ainoa aurinkosähköä koskeva tukimekanismi on yrityksille myönnettävä harkinnanvarainen investointituki. Esimerkiksi Kiillon Lempäälän tehtaan ja ABB:n Pitäjänmäen tehtaan katoille asennetuille aurinkosähkövoimaloille maksettiin tukena 35 % investoinnin hinnasta. Tuki helpottaa yrityksen tilannetta investoinnin alkuvaiheessa, muttei tue itse sähköntuotantoa sen jälkeen. [99, 100]



Kuva 7.2. Aurinkosähkövoimalan ansaintalogiikka.

Aurinkosähkövoimalan tuotanto ja koko investoinnin tuotot riippuvat aurinkopaneeleille tulevan auringon säteilyenergian määrästä sekä säteilyn kohtauskulmasta, joten voimalan paikan valinta on myös aurinkoenergiantuotannon kriittinen menestystekijä. Aurinkopaneelit ovat pienehköjä, joten niitä voidaan kokonsa ja painonsa puolesta asentaa tuulivoimaloita joustavammin erilaisille alustoille, kuten rakennusten katoille. Niissä ei ole jatkuvasti liikkuvia osia, joten ne eivät aiheuta melua

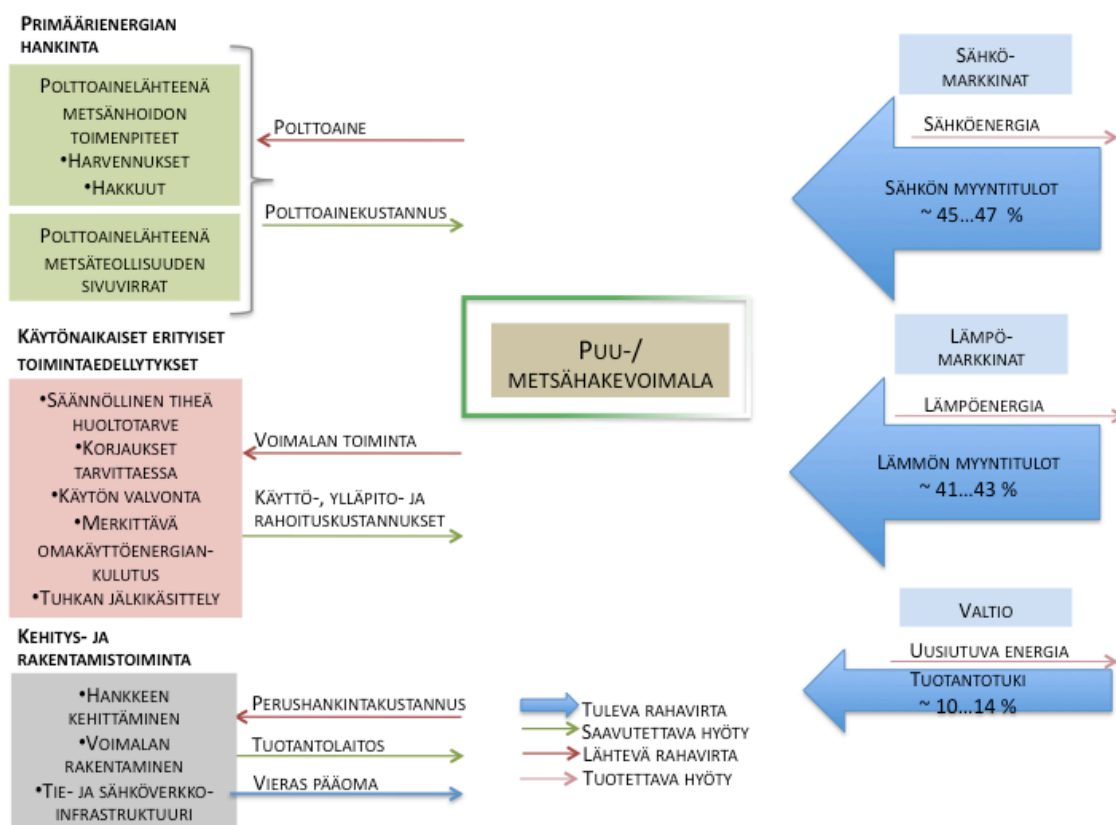
ja niiden visuaalisetkin vaikutukset ovat muihin tarkasteltaviin uusiutuvan energian tuotantomuotoihin verrattuna pienet. Aurinkopaneelit voidaan myös asentaa vierekkäin lähelle toisiaan, sillä ne eivät häiritse toisiaan, kuten tuulivoimalat. Kuitenkaan ne eivät saa varjostaa toisiaan.

Aurinkovoimalan juoksevasti syntyvät kustannukset ovat tuulivoimalan tavoin pienet ja käyttöikä erittäin pitkä, mitkä ovat kannattavuuden kannalta hyviä asioita. Investointi on hyvin pääomavaltainen. Verkkoon liitettävässä aurinkosähköjärjestelmässä BOS-laitteisiin kuuluvat invertteri eli vaihtosuuntaaja, johdotukset sekä tukirakenteet. Aurinkovoimalan perushankintakustannuksen kalleimmat yksittäiset osat ovat itse paneelit sekä invertteri. EPIA:n mukaan aurinkopaneelien aiheuttama kustannus onkin noin 60 % koko investoinnista. BOS-laitteiden ja asentamisen kustannukset ovat noin 23 % rakennuksen katolle asennettavan kiteisestä piistä valmistetun aurinkosähköjärjestelmän kustannuksista lukuun ottamatta invertterin hintaa. Yksin invertterin osuus investointikustannuksista on noin 10 % ja loput noin 7 % aiheutuu suunnittelusta ja toteutuksesta. Koska aurinkopaneelit ovat suurin kustannusten aiheuttaja aurinkosähköinvestoinnissa, vaikuttaa niiden hinnan lasku merkittävästi koko investoinnin kannattavuuteen. Aurinkopaneelien hintaan taas vaikuttavat valmistuskustannusten, kuten käytettävien valmistusmenetelmien ja raaka-aineiden hinnat sekä tarvittavat raaka-ainemäärät. Kuten jo edellä mainittiin, juuri näiden parantamiseen aurinkosähköteknologia erityisesti tähtää. EPIA:n mukaan edistystä on jo nähtykin, sillä aurinkopaneelien aiheuttaman kustannuksen osuus koko investointikustannuksesta on nykyisin jo merkittävästi aikaisempaa pienempi. Aurinkopaneelit myös vaativat tuotettua energiayksikköä kohden suurehkon pinta-alan johtuen kennojen kohtuullisen alhaisesta hyötysuhteesta. Jos myös paneelien hyötysuhteita pystyttäisiin tulevaisuudessa kasvattamaan, kasvaisi myös paneelipinta-alayksikön tuottaman energian määrä. Tällöin tarvittaisiin luonnollisestikin vähemmän paneelipinta-alaa, jolloin aurinkosähkötuotannon kustannukset välittömästi laskisivat. Tämä laskisi myös muita, kuin itse paneelikustannuksia. BOS-laitteiden tarve olisi tällöin vähäisempi ja niihin liittyvät kustannukset muodostuvat pienemmiksi. Lisäksi asennuspinta-alan tarve vähenisi. [21]

Aurinkovoimalla ei ole polttoainekustannuksia, joten juoksevasti syntyviä kustannuksia aurinkovoimalainvestoinnissa ovat lähinnä muihinkin energiantuotantomuotoihin liittyvät kustannukset kuten sähkön siirto- ja tasekustannukset, vakuutuskustannukset, rahoituskustannukset sekä hallinnointikulut. Käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovat aurinkosähkötuotannossa pienet, sillä aurinkopaneelien toiminta perustuu valosähköiseen ilmiöön ja energiamuunnoksia on prosessissa vain yksi. Prosessi on täten varsin yksinkertainen eikä paneelissa mahdollisia aurinkoseuraaajia lukuun ottamatta ole lainkaan liikkuvia osia. Tästä syystä laitteiden vikaantumistodennäköisyys on merkittävän alhainen. Myös käyttöikä on hyvin pitkä, useita kymmeniä vuosia. IEA:n mukaan käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovatkin vain noin prosentin aurinkosähkön investointikustannuksesta. [16, 21]

6.1.3 Metsähake- ja puupolttoainevoimala

Metsähake- ja puupolttoainevoimalan ansainnasta kertoo kuva 6.3. Voimalat voidaan toteuttaa yhteistuotantolaitoksina, jolloin molemmissa tapauksissa tulot saadaan sähkön ja lämmön myynnistä sekä valtion maksamasta tuesta. Vaikka sähkön hinta on lämmön hintaa korkeampi, saadaan tuloja lämmön myynnistä lähes yhtä suuri osa kuin sähkön myynnistä. Tämä johtuu siitä, että yhteistuotantolaitoksessa lämmöntuotannon hyötysuhde on suurempi kuin sähköntuotannon hyötysuhde, joten lämpöä tuotetaan enemmän. Pelkkää metsähaketta polttava voimala voi tietyin ehdoin saada päästöoikeuden hinnan mukaan muuttuvaa tuotantotukea. Tällöin tuennan osuus toiminnan tuloista on noin 10 %. Metsähakkeen lisäksi teollisuuden sivutuotepuuta polttavat pienet voimalaitokset voivat saada takuuhintaista tuotantotukea. Tämän lisäksi tuotantotukijärjestelmässä lämmöntuotanto tietyn edellytyksin oikeuttaa lisäansioihin. Puupolttoainevoimaloita kuitenkin koskettaa sääntö, joka rajoittaa tuotantotuen tuottamat vuotuiset tulot 750 000 euroon. Näin ollen tuennan osuus voimalan tuloista jää noin 14 prosenttiin. [75]



Kuva 6.3. Puupolttoaine- tai metsähakevoimalan ansaintalogiikka.

Niin tuen määrä kuin energian myyntitulotkin riippuvat jälleen kerran tuotetun energian määrästä. Puupohjaisia polttoaineita polttavissa voimalaitoksissa käytettävä teknologia on perinteistä teknologiaa, jota käytetään myös fossiilisia polttoaineita hyödyntävissä voimaloissa. Näin ollen itse teknologiaan liittyy vähän epävarmuutta.

Energiantuotannon määrään vaikuttaakin merkittävimmin polttoaineen saatavuus sekä yhteistuotantolaitoksen lämmöntuotannosta johtuen lämmön kysyntä. [101]

Saatavuus onkin esimerkiksi keskisuomalaisten energiantuottajien keskuudessa todettu suurimmaksi esteeksi hyödyntää metsähaketta energiantuotannossa. Polttoainetta toimittavat voimaloille erilaiset osuuskunnat sekä valtakunnalliset hankintaorganisaatiot. Saatavuusongelmien takana ei kuitenkaan näyttäisi olevan saatavissa olevan metsähakeraaka-aineen riittämättömyys, vaan korjuuseen liittyvän osaamisen sekä resurssien riittämättömyys. Toinen ongelmakohta nähdään metsähakkeen laadussa, sen kosteus- ja puhtausasteissa. Polttoaineen toimitusketjut toimijoineen, laitteineen ja menetelmineen tarvitsevatkin vielä tehostamista, mitä varmasti tapahtuu, kun metsähaketta yhä enemmän energiantuotannossa hyödynnetään ja toimintatavat vakiintuvat. Teollisuuden sivutuotepuun saatavuus taas on sidoksissa sen teollisuuden alan toiminta-asteeseen ja jatkuvuuteen, jonka toiminnan sivutuotteena polttoainetta syntyy. [101]

Yhteistuotantolaitoksia ajetaan lämmön tarpeen mukaan. Tästä johtuen voimalan tulojen takaamiseksi on selvitettävä hyvin tarkasti voimalan rakentamisalueen lämpökuorma. Voimalat mitoitetaan vain 80 prosenttiin lämmöntarpeen maksimitehosta, sillä käytännössä huipputehoa ei koskaan saavuteta. Jos lämpökuorma on riittämätön, joudutaan voimalan käyttöastetta alentamaan ja lämmön tuotantomäärää vähennettäessä myös sähköntuotanto vähenee. Samalla voimalan huipunkäyttöaika laskee. Jos voimalaa on mahdollista käyttää vain sähköntuotantoon, voidaan toimia myös näin, mutta tällöin voimalan kokonaishyötysuhde jää merkittävästi matalammaksi eikä tuloja lämmön myynnistä tai lämpöpreemiosta saada. Jos voimalaa halutaan maksimaalisella sähköntuotannon hyötysuhteella käyttää pelkkään sähköntuotantoon, on voimalassa oltava lauhdutusturbiini, joka kuitenkin muodostaa merkittävän kustannuslisän. Suurten yhteistuotantolaitosten huipunkäyttöajat ovat vain 2600 – 3000 tuntia, mutta kokoluokan pienentyessä huipunkäyttöajat kasvavat. Huipunkäyttöaika voi kuitenkin muuttaa alueella sijaitseva erikoiskuluttaja, eli jokin taho, jonka lämpöenergian kulutus on hyvin suurta. [28]

Metsähaketta tai metsäteollisuuden sivuvirtoja hyödyntävien voimalaitosten tulot nojaavat siis polttoaineen saatavuuteen ja tuotetun energian määrään, mutta kustannusnäkökulmasta merkittävä asia on polttoaineiden hintataso. Jätettäessä rahoituskustannukset tarkastelun ulkopuolelle, muodostuvat juoksevasti syntyvät kustannukset suurilta osin yksinomaan polttoainekustannuksista. Vain alle 20 % aiheutuu muista tekijöistä. Puupolttoaineiden hintatasoa voidaan tarkastella kahdesta eri näkökulmasta; mikä metsähakkeen hinta on käyttöpaikalla eli voimalaitoksella ja millainen on voimalaitoksen puustamaksukyky. [102]

Metsähakkeen käyttöpaikkahinnan muodostumiseen vaikuttaa hakkeen hankintaan liittyvä logistinen kokonaisuus. Metsähakkeen hinta koostuu pääasiassa hakkuusta, metsä- ja kaukokuljetuksesta sekä haketuksesta. Näihin vaikuttavat tarvittavat koneet ja laitteet, kuljetuskalusto, työvoima sekä hankinta-alueen maasto-olosuhteet. Eri komponenttien vaikutus metsähakkeen hintaan riippuu siitä, mistä puun

osista haketta valmistetaan ja missä haketus tapahtuu, mutta suurimman kustannuserän aiheuttaa kuitenkin lähes kaikissa tapauksissa kuljetus. Metsähake korjataan metsästä harvennus- ja päätehakkUILTA ja tavallisimmin varastoidaan vähintään yhden kesän yli välivarastoissa. Suurin osa pienpuusta sekä hakkuutähteestä haketetaan tienvarsilla ennen kaukokuljetusta käyttöpaikalle. Tienvarsihaketuksen etuna on, että kuljetettavan massan energiatiheys on suurempi kuin hakettamattoman massan. Sen sijaan järeästä, raaka-ainepuiksi soveltumattomasta puusta vain vajaa 10 % haketetaan tienvarsilla ja selvästi suurin osa käyttöpaikoilla, mikä on kaiken kaikkiaan haketuksessa ilmenevä tämän hetkinen trendi. Kehityssuunnan selittää se, että käyttöpaikalla haketuksessa voidaan yleisesti käyttää järeämpiä laitteita, jolloin laitteet kestävät paremmin hakettavan raaka-aineen laatuvaihteluita ja epäpuhtauksia kuten kiviä ja maa-ainesta. Käyttöpaikkahakemukseen liittyy kuitenkin se heikkous, että vielä hakettamattoman raaka-aineen energiatiheys on pieni, joten sen kuljettaminen kauas ei ole kannattavaa. Kuljetuskustannukset voivat nousta liian suuriksi suhteessa kuorman energiasisältöön. Tämä on olennaista, sillä voimalaitokset maksavat käyttöpaikalle kuljetetusta metsähakkeesta ja maksettava hinta on sidonnainen kuorman energiasisältöön. Esimerkiksi Keski-Suomessa pienemmän kokoluokan, noin 1-5 MW voimaloilla polttoaineen hankintasäde on alle 50 kilometriä, kun taas yli 20 MW:n voivat hankkia polttoainetta paljon yli sadankin kilometrin päästä. Kaukokuljetusetaisyyden kasvun 10 kilometristä 100 km:iin on arvioitu nostavan metsähake-energian tuotantokustannuksia jopa yli 2,5 €/MWh. [87, 101, 102]

Metsähakkeen hintatasoon vaikuttaa myös metsänomistajan mahdollisuus saada myytäväksi tarkoitetun nuoren metsän energiapuun korjuuseen tukea 7 €/m³ ja lisäksi haketustukea 1,70 €/i-m³ (irtokuutiometri, kuution suuruinen tilavuus täynnä puutavaraa sekalaisessa järjestyksessä). Tuet määritellään Kestävän metsätalouden rahoituslaissa (Kemera). Uusi pienpuun energiatuki tulee jatkossa korvaamaan korjuutuen ja sen tukitason määrittäminen on vielä työn alla. Korjuun tuenta auttaa pitämään metsähakkeen hinnan alhaisena ja pyrkii siihen, ettei hyödynnettävissä oleva biomassa jää metsiin hajoamaan vaan hyödynnetään uusiutuvana energiana. Metsähakkeen hinta käyttöpaikalle toimitettuna on viimeisen vuoden ajan pysytellyt hieman 18 euron yläpuolella megawattituntia kohden. Metsäteollisuuden sivutuotepuun hinta on ollut hieman metsästä korjattavan metsähakkeen hintaa alhaisempi liikkuen 16 €/MWh molemmin puolin. [103, 104, 105]

Niin metsähakkeen kuin teollisuuden sivutuotepuunkin hintaan vaikuttaa myös voimalan puustamaksukyky, joka riippuu puupolttoaineiden kilpailukyvvystä muihin polttoaineisiin nähden eli puulle maksettavasta tuesta ja kilpailevien energialähteiden tuotantokustannusten suuruudesta. Konventionaalisten energiantuotantolaitosten tuotantokustannuksiin vaikuttavat polttoaineen hinta sekä päästöoikeuden hinta. Metsähakkeen rinnalla kilpailee erityisesti turve, joten puustamaksukykyä on määrittää myös turpeen hinta. Puustamaksukyky riippuu vain epäsuorasti voimalan lopputuotteiden, kuten sähkön tai lämmön hinnasta. Mitä matalampi siis esimerkiksi päästöoikeuden hinta on, sitä alhaisemmat ovat konventionaalisen energiantuotannon

tuotantokustannukset ja sitä alhaisempi on myös voimalaitoksen puustamaksukyky. Voimalaitosten on tällöin kannattavampaa polttaa fossiilisia polttoaineita puupolttoaineiden sijaan, jolloin puupolttoaineiden hintaan kohdistuu laskupaineita. Metsähakkeen muuttuvahintaisen sähköntuotannon tuen tarkoituksena on parantaa voimaloiden puustamaksukykyä silloin, kun päästöoikeuden hinta on niin alhainen, ettei puupolttoaineiden käyttö ilman tukea kannata. Mitä korkeampi päästöoikeuden hinta taas on, sitä kilpailukykyisemmiksi puupolttoaineet tulevat. Samalla voimaloiden puustamaksukyky paranee ja puupolttoaineiden käyttö on konventionaalaisia polttoaineita edullisempaa. Kysynnän kasvaessa puupolttoaineiden hintoihin voikin kohdistua nousupaineita. [87, 102, 103, 104]

Polttoainekustannuksien lisäksi juoksevasti syntyviä kustannuksia metsähaketta tai sen lisäksi teollisuuden sivutuotepuuta polttavissa voimaloissa ovat hallinnointi- ja käyttöhenkilöstökustannukset, huolto- ja korjauskustannukset varaosineen, vakuutus-kustannukset sekä sähköön siirto ja omakäyttöenergian kulutus. Näistä merkittävin on huolto- ja korjauskustannusten osuus. Perushankintakustannus taas jakautuu siten, että suurimmat kustannuserät, noin neljänneksen kumpikin, muodostavat itse sähköntuotantolaitteet, turbiinin ja generaattorin yhdistelmä sekä polttokattila. Sähköistys ja automaatio sekä polttoaineen varastointi- ja kuljetusjärjestelmät vievät kumpikin kokonaisuus noin viidenneksen investointikustannuksesta. Loput kymmenen prosenttia aiheutuvat rakennustöistä, niin maanrakennuksesta kuin laitosrakentamisesta. [102]

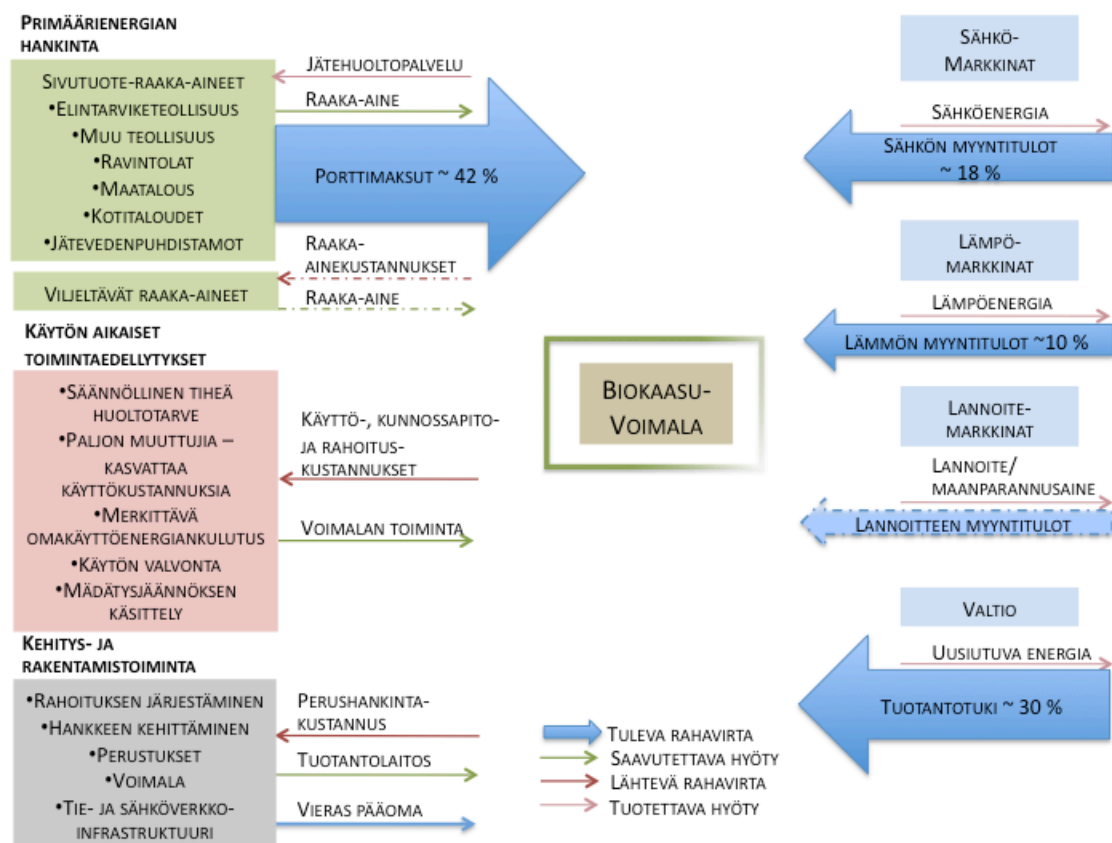
Energiantuotannon jatkuvuus eli polttoaineen saatavuus ja lämmön kysyntä sekä polttoaineen hintataso vaikuttavat metsähaketta tai sen lisäksi teollisuuden sivutuotepuuta hyödyntävien voimaloiden toimintaan merkittävimmin. Tästä syystä erilaisten hankinta- ja myyntisopimusten merkitys nousee tärkeäksi tekijäksi toiminnan riskien vähentämisessä ja tulevaisuuden varmistamisessa.

6.1.4 Biokaasuvoimala

Kuvassa 6.4. esitellään biokaasuliiketoiminnan tulevat ja lähtevät raha- ja hyötyvirrat. Tuloja liiketoiminnassa saavutetaan sähköön ja lämmön myynnillä, valtion tuilla, porttimaksuilla sekä mahdollisesti mädätysjäännöksestä muodostettavan lannoite- ja maanparannusaineksen myynnillä. Tulovirtoja on siis merkittävästi enemmän kuin muilla käsiteltävillä energiantuotantomuodoilla. Samalla myös muuttujia on prosessissa enemmän. Biokaasuvoimalan tulonmuodostus kulminoituu käytettävään raaka-aineeseen tai raaka-aineisiin, sillä edellä mainitut tulovirrat kaikki riippuvat merkittävästi raaka-ainevalinnoista.

Porttimaksut ovat jäteraaka-aineiden vastaanottamisesta saatavia tuloja. Niistä kilpailevat biokaasulaitosten ohella jätteenkäsittelylaitokset sekä jätteenpolttolaitokset. Porttimaksujen voidaan ajatella määräytyvän materiaalin tuottajalleen aiheuttaman vaihtoehtoiskustannuksen perusteella. Kyseiset raaka-aineet ovat tuottajalle yleensä varsinaisen liiketoiminnan sivutuotteena syntyviä tarpeettomia jakeita, joiden jatkokäsittelyä ohjailevat erilaiset lait ja määräykset. Näin ollen porttimaksun tulee olla edullisempi kuin raaka-ainetuottajalle koituva kustannus jätteen käsittelemisestä itse.

Eri raaka-aineiden vastaanottamisesta saatavat tulot ovat eri suuruisia, sillä niiden käsittelyvaatimukset ovat erilaisia. Jätelaitosten vastaanottomaksuja vertailemalla nähdään, että suurimpia porttimaksutuloja voidaan saada teurasjätteen, elintarvikejätteen sekä kuolleiden eläimien vastaanottamisesta. Merkittäviä porttimaksuja maksetaan myös biojätteen vastaanottamisesta. Porttimaksut liikkuvat tasolla 5-100 €/t, mutta voivat joissain tapauksissa olla paljon tätä suurempiakin. Hinnat ovat paikallisia eli riippuvat myös siitä, minkä verran kyseisellä alueella raaka-ainetta tuotetaan ja millainen kilpailutilanne vastaanottajien kesken on. Kuva 6.4. edustaa tilannetta, jossa biokaasulaitokseen tuotavien porttimaksujen keskihinta on 30 €/MWh. Tälläkin maltillisella hinnalla porttimaksujen osuus voimalan kokonaistuotoista on yli 40 %, mutta joissain tapauksissa investoinnin tulojen muodostus voi perustua lähes yksinomaan porttimaksuihin. Eri raaka-aineiden saatavuuksilla ja porttimaksujen suuruuksilla on siis erittäin suuri merkitys biokaasutuotannon tuloihin. Edullisin vaihtoehto biokaasutoiminnalle olisi, että se sijaitsisi lähellä raaka-aineen tuotantoa, jotta energiatihedeltään vaatimattoman biomassan kuljetusmatkat pysyisivät pieninä. Varmuutta toimintaan toisivat myös pitkäaikaisten hankintasopimusten luominen raaka-ainetuottajien kanssa, jotta porttimaksutulot ja raaka-aineiden saanti saataisiin kiinnitettyä pitkäksi aikaa. Yhteismädätyslaitoksessa hyödynnetään useita eri raaka-ainevirtoja ja siinä etuna on raaka-ainehankinnan kannalta riskin hajauttaminen. Yhteismädätyslaitoksen toiminta ei ole riippuvaista ainoastaan yhdestä raaka-ainelähteestä.



Kuva 6.4. Biokaasuliiketoiminnan ansaintalogiikka.

Porttimaksujen lisäksi biokaasuvoimalan tuloja ovat energian myyntitulot sekä tuotantotuki. Tuotantotukijärjestelmä poistaa järjestelmään kuuluvalla biokaasuvoiman tuottajalta riskin sähkön hinnasta. Tuottajalla kuitenkin yhä säilyy riski tuotetun energian määrästä. Biokaasuvoiman saaman valtiontuen määrä riippuu sekin tuotetusta energiasta; mitä enemmän sähköä tuotetaan, sitä enemmän maksetaan tukea. Sähköenergialle maksettava tuki on suurempi, jos voimala sähkön lisäksi tuottaa lämpöä hyötykäyttöön. Koko voimalan tuloista merkittävä osa, jopa noin 30 % maksetaan tukena. Sähkö- ja lämpömarkkinoilta saatavat tulot riippuvat niin ikään energiantuotantomäärästä. Tulot kuitenkin kattavat vain alle 30 % voimalan tuloista eli energiantuotanto ei olekaan pääasiallinen ansaintakeino biokaasuliiketoiminnassa. Toiminnan tuottoihin vaikuttavat erittäin merkittävästi porttimaksutulot sekä tuen maksaminen.

Energiantuotannon määrään vaikuttaa käytettävä raaka-aineyhdistelmä ja raaka-aineiden saatavuus, sillä eri raaka-aineiden metaanintuottopotentiaali on erilainen. Yleisimpien raaka-aineiden metaanintuottokykyä on esitelty jo luvussa kaksi. Tuottoisimpia materiaaleja ovat teurasjäte, biojäte sekä kasvibiomassat. Toisaalta, kuten luvussa kaksi todettiin, vaikka lannan metaanintuotto on edellisiä vähäisempää, puoltaa sen hyödyntämistä biokaasuprosessissa hyvä puskurointikyky sekä monipuolinen mikrobikanta, joita biokaasun tuotantoprosessi edellyttää. Lisäksi lannan käytössä etuna on hyvä saatavuus ympäri vuoden. [38]

Biokaasun tuotantoprosessista jää jäljelle mädätysjäännöstä, jonka ravinnepitoisuus on korkea. Mädätysjäännöksen tarkka koostumus riippuu prosessiin syötettävistä raaka-aineista, mutta suljetun prosessin ansiosta kaikki syötetyn raaka-aineen ravintoaineet saadaan biokaasuprosessissa talteen. Lisäksi materiaalin tyyppi muuttuu prosessin aikana kasveihin helposti imeytyväksi ammoniumtypeksi ja mädätysjäännöksen humuspitoisuus on korkea. Jäännöstä voidaankin käyttää erinomaisena lannoitteena eikä se köyhydä maaperää kuten rinnallaan kilpailevat, teollisesti valmistettavat mineraalilannoitteet. Etuna on myös, että se syntyy biokaasuprosessin sivutuotteena toisin kuin synteettiset lannoitteet, joiden valmistus vaatii paljon energiaa. Orgaanisten lannoitteiden kysyntä riippuu synteettisten lannoitevalmisteiden maailmanmarkkinatilanteesta. Eniten lannoitteiden hintaan vaikuttavat tärkeimpien ravintoaineiden, kuten typen ja fosforin hinnat. Fosforin hintataso riippuu sen riittävyydestä tulevaisuudessa. Typpi on hyvin yleinen alkuaine, mutta sen valmistus on erittäin energiantensiivistä ja hintataso seuraakin energian hintoja. Näin ollen, orgaanisten, biokaasuprosessin sivutuotteena syntyvien lannoitteiden kysynnän voidaan arvella kasvavan energian hinnan noustessa ja fosforin vähentyessä. [38, 106]

Biokaasun lannoitekäyttö kuitenkin asettaa tiettyjä tiukkoja vaatimuksia biokaasun tuotantoprosessille, sillä myös raaka-ainevalikoiman sekä käytettävien prosessien tulee tukea tätä lannoitteiden tuotantotoimintaa. Yleensä mädätysjäännös aluksi prosessoidaan erottelemalla se kuiva-aineeksi ja rejektivedeksi. Yhteismädätyslaitoksen mädätysjäännöksen hyödyntämiseksi lannoitemarkkinoilla on

raaka-aineiden valinta, tarkkailu sekä käsittely tehtävä huolellisesti ja kirjattava ylös. Vaikka itse biokaasun tuotantoprosessi itsessään on hygienisoiva eli eliminoi tehokkaasti raaka-aineen bakteereja sekä muita taudinaiheuttajia ja loisia, liittyy toimintaan monia EU:n sekä kansallisen laajuuden säädöksiä, jotta mahdollisimman suuri varmuus toiminnan turvallisuudesta voidaan taata. Käytettäessä biokaasutuotannossa eläinperäisiä raaka-aineita, on laitoksen oltava Elintarvike-turvallisuusvirasto EVIRA:n hyväksymä lannoitetuottaja. [41]

EVIRA:n hyväksymän lannoitetuotantolaitoksen on täytettävä sivutuoteasetuksen mukaiset vaatimukset. Sivutuoteasetuksen mukaan eläinperäiset raaka-aineet jaotellaan kolmeen ryhmään eläintautiriskien perusteella. Luokan kolme raaka-aineet eli ihmisravinnoksi hyväksytyt eläimet, joita ei ravintona kuitenkaan käytetä, ovat sallittuja biokaasulaitoksen raaka-aineita, mutta ne tulee hygienisoida pitämällä ne 70 °C:n lämpötilassa tunnin ajan ja niiden partikkelikoon tulee olla enintään 12 mm. Jos laitoksessa käsitellään vain ruokajätettä tai lantaa, riittää termofiilinen prosessi itsessään hygienisoimaan tuotteet, kunhan raaka-aineen viipymäaika prosessissa on vähintään kaksi viikkoa. Luokan kaksi eläinperäiseen materiaaliin kuuluvat eläinperäiset jätteet, joissa on muiden kuin TSE-taudin tai eläinlääkejäämien riski. Osa luokan 2 raaka-aineista vaatii hygienisointilämpötilan (133 °C) ja paineen (3 bar). Luokkaan kuuluvat esimerkiksi itsestään kuolleet eläimet tai muutoin kuin ihmisravinnoksi teurastetut eläimet. Luokan yksi tuotteita ei voida käyttää biokaasutuotannossa lainkaan, sillä tuotteisiin liittyy TSE-taudin riski. Eläinperäisten raaka-aineiden käyttö biokaasutuotannossa vaatii siis erityisiä menetelmiä. Edellä mainituin perustein biokaasun tuotantoprosessin mädätysjäännöstä voidaan hyödyntää lannoitevalmisteenä tai maanparannusaineena. Kuiva-ainetta joudutaan kuitenkin edelleen prosessoimaan ja rejektivettäkin voidaan käyttää sellaisenaan vain, jos raaka-aineena on käytetty ainoastaan eläin- tai kasvipäisiä jakeita. Lisäksi, lannoittaminen on sallittua vain tiettyinä vuodenaikoina, jotta ravinteet eivät valu pelloilta ympäristöön ja aiheuta rehevöitymistä. Näin ollen lannoitevalmistus voi vaatia lisäinvestointeja myös mädätysjäännöksen varastointikapasiteettiin, kun menekkiä on vain tiettyinä aikoina. [40, 41]

Lannoitemyynnin vaatimista prosesseista voikin aiheutua kustannuksia, jotka kumoavat aikaansaadut tulot lannoitemarkkinoilta. Biokaasuvoimalan liiketoiminnalle voi kuitenkin olla edullista ohjata mädätysjäännös hyötykäyttöön ilmaiseksikin. Biokaasuprosessin mädätysjäännöksen hyödyntäminen lannoitteena takaa ravinteiden pääsyn takaisin maaperään ja edistää ravinteiden suljettua kiertokulkua biokaasuprosessissa käytettävästä biomassasta maaperän ravintoaineeksi ja jälleen sitoutumisen biomassaan. Jos rejektivettä ei ohjata lannoitetuotantoon, on se käsiteltävä jollain muulla tavalla, sillä erittäin korkean ravinnepitoisuuden nestettä ei voida sellaisenaan päästää vesistöön. Jos voimalan lähellä on jätevedenpuhdistamo, voidaan rejektivedet ohjata käsiteltäviksi sinne, mikäli puhdistamon kapasiteetti tähän riittää ja sopimus saadaan aikaan. Muussa tapauksessa investointikustannuksia kasvattaa tarvittava vedenpuhdistusyksikkö. [38, 41]

Biokaasuvoimalan koko toimintaan vaikuttaa siis vahvasti se, mitä raaka-aineita voimalassa käsitellään. Kaiken kaikkiaan edullisinta on käyttää puhtaita, mahdollisimman paljon metaania tuottavia raaka-aineita. Perushankintakustannus määräytyy sen mukaan, millaista prosessia päätetään käyttää, millaisia esi- ja jälkikäsittelyprosesseja tarvitaan ja mitä lopputuotteelle tehdään. Juoksevasti syntyvistä kustannuksista polttoainekustannukset ovat biokaasuvoimalan tapauksessa yleensä tuloja. Voimalan käyttö- ja kunnossapitokustannuksia kasvattaa voimalan valvonnan tarve. Omakäyttöenergiankulutus on biokaasuvoimalalla myös merkittävä, sillä energiaa kuluu prosessityypistä riippuen muun muassa esikäsittelylaitteiden käytössä, reaktorin lämmittämässä ja mädätteen sekoittamisessa, pumpuissa sekä mädätysjäätännöksen käsittelyssä. Biokaasuprosessissa on monta liikkuvaa osaa, joten voimalan huolto- ja korjauskustannukset ovat niin ikään merkittävät. Näiden kustannusten lisäksi voimalaan liittyy luonnollisestikin myös muita energiantuotantolaitoksia koskevat kustannuserät, kuten vakuutus- rahoitus-, ja hallinnointikulut sekä tasekustannukset, jotka poltettavien polttoaineiden tapauksessa ovat pienemmät kuin aurinko- ja tuulivoimainvestoinneissa. Biomassan ja biokaasun polttaminen on merkittävästi helpommin ennustettavissa kuin sään vaihtelut. [41]

Biokaasun tuotot siis riippuvat käytettävistä raaka-aineista ja niiden käsittelystä sekä tuotantotuesta, mutta myös sähkön ja lämmön myynnistä. Tästäkin näkökulmasta katsottuna nousee biokaasuvoimalan sijainti merkittäväksi kannattavuustekijäksi. Kustannusten minimoimiseksi on voimalan sijaittava mahdollisimman lähellä sähkö- ja lämpöverkkoja, jotta niiden rakentamiseen liittyvät kustannukset pysyvät mahdollisimman alhaisina. Lämmön siirrossa aiheutuu lisäksi merkittäviä häviöitä, joten lähistöllä tulisi olla tuotetulle lämmölle myös kysyntää. Yhteistuotantolaitoksen toimiessa lämmöntuotannon mukaan, vaikuttaa lämmön kysyntä myös tuotetun sähkön määrään. Biokaasuvoimala tarvitsee muiden voimaloiden tavoin myös luvat toiminnalleen. Vaikka biokaasuvoimalasta voi satunnaisesti käynnistys- tai korjaustilanteissa aiheutua hajuhaittoja, tarjoaa biokaasulaitos todellisuudessa jätteenkäsittelylle kaatopaikkasäilytystä paremman vaihtoehdon myös hajupäästöjen näkökulmasta. Biokaasulaitoksessa jätteiden käsittely tapahtuu suljetussa tilassa, joten hajupäästöjä ilmenee muihin käsittelyvaihtoehtoihin verrattuna merkittävästi vähemmän. Ennen rakentamista biokaasulaitoksen vaikutuksia ympäristöön selvitetään ja tarvittaessa sovelletaan myös ympäristövaikutusten arviointimenettelyä. YVA-menettelyä edellytetään aina, jos laitoksen vuosittain käyttämä raaka-ainemäärä ylittää 20 000 tonnia. [41]

6.2 Kannattavuustarkastelut

Tässä luvussa suoritetaan esiteltyihin malleihin liittyen kannattavuustarkasteluja ja tutkitaan, kuinka eri muuttujat kannattavuuksiin vaikuttavat. Tarkasteluissa on käytetty luvussa viisi esiteltyä investointilaskentamenetelmää, takaisinmaksuajan menetelmää, nykyarvomenetelmää sekä sisäisen korkokannan menetelmää. Laskelmissa on käytetty

taulukossa 6.1. – 6.4 näkyviä arvoja, jotka on pyritty valitsemaan siten, etteivät ne antaisi liian positiivista kuvaa investointien kannattavuuksista. Lähtöarvot on valittu eri lähteiden perusteella muodostuneista kokonaiskäsityksistä. Laskelmien tarkoituksena on tuoda esiin esimerkkitapauksia uusiutuvan energian investoinneista sekä hahmottaa kriittisten tekijöiden muutoksia niiden kannattavuuksiin.

Investointilaskelmat suoritetaan kunkin investoinnin käyttöiän pituisella pitoajalla. Tuulivoima-, biomassa- ja biokaasuinvestointien pitoaika on 20 vuotta. Aurinkovoimalan pitoaikana käytetään neljäkymmentä vuotta, sillä tällä lukemalla päästään nopeammin investoinnin kannattavuusrajalle ja tämän suuruinen elinikä aurinkosähkövoimalalle on mahdollinen. Koska voimaloiden pitoajan jälkeisen jäännösarvon tai hävittämistä aiheutuvien kustannusten arvioiminen sisältää lukuisia epävarmuuksia, oletetaan investoinnin jälleenmyyntiarvo kaikissa tapauksissa nollassi. Sähkön hinnan suuruudeksi investoinnin ensimmäisenä vuonna oletetaan kaikissa laskelmissa 50 €/MWh, jonka jälkeen sähkön hinnan oletetaan nousevan 50 sentillä vuodessa, eli vuotuinen sähkön hinnan nousu on noin 1 %. Lämmön hinnaksi oletetaan 25 €/MWh kaikkina aikoina. Nimelliskoron suuruudeksi on oletettu 7,5 %. Kuten edellä jo mainittiin, on velkavivun suuruudeksi kaikissa investoinneissa oletettu 70 %, mikä tarkoittaa, että oman pääoman osuus investoinnin rahoituksesta on 30 %. Nykyarvomenetelmää käytettäessä lähdetään aluksi liikkeelle 10 % tuottotavoitteesta, jonka perusteella valtioneuvosto on asettanut uusiutuvan energian tuotantotuen tason. Investointien takaisinmaksuaika määritetään puhtaasti perushankintakustannusten sekä vuotuisten nimellisten nettotuottojen summasta. [34, 63]

Jotta päästään kiinni siihen, mitä energian tuottaminen kunkin energiantuotantolaitoksen avulla maksaa, lasketaan kullekin tuotantomuodolle myös energian omakustannushinta. Omakustannushinnat saadaan laitoksen perusinvestointikustannusten, käyttö- ja kunnossapitokustannusten sekä vieraan pääoman kustannusten suhteesta laitoksella tuotettuun energiaan. Vieras pääoma oletetaan tässä tapauksessa lyhennettävän yhtä suurina erinä koko pitoajan.

6.2.1 Tuulivoimapuiston kannattavuus

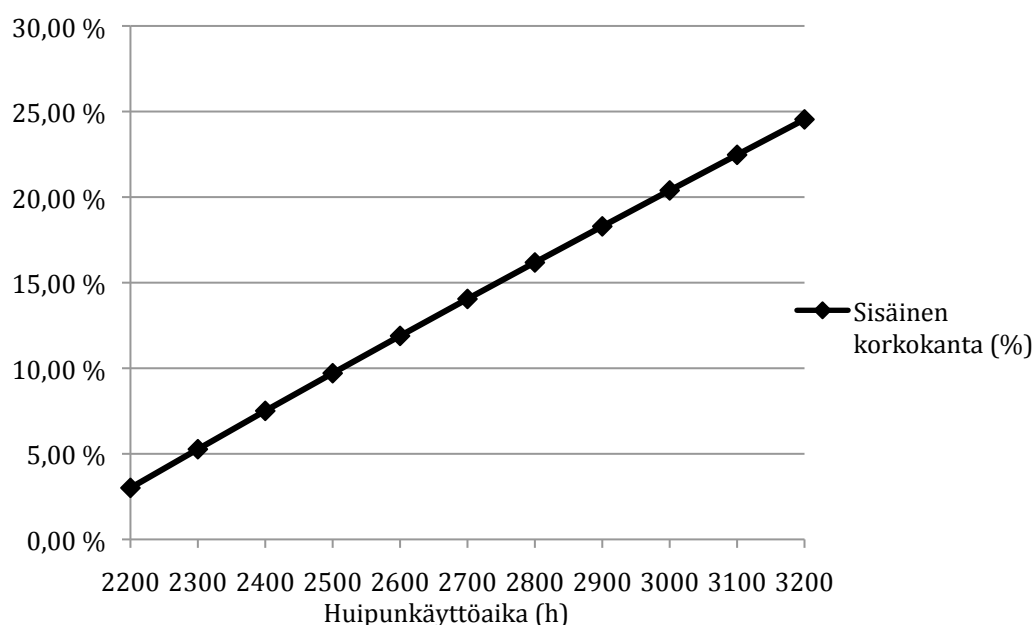
Tuulivoimapuiston kannattavuutta on tutkittu taulukossa 6.1. näkyvin lähtöoletuksin. Eri lähteiden perusteella tuulivoiman ominaisinvestointikustannus liikkuu välillä 1-1,7 miljoonaa euroa asennetulta megawatilta. Työssä lähtökohtana on käytetty arvoa 1,6 M€/MW. Huipunkäyttöajaksi on valittu Suomen rannikolla sijaitsevan kohtuullisen hyvän maa-alueen tuulen huipunkäyttöaika, 2600 tuntia. Lähtötilanteessa tarkastellaan viiden kolmen megawatin tuulivoimalan investoinnin takaisinmaksuaikaa investoinnin vuotuisten nettotuottojen nykyarvojen avulla. Tuulivoimapuiston kokonaisteho on siis 15 MW, jolloin kokonaisinvestointi on 24 miljoonaa euroa. Kun aluksi lasketaan investoinnin nykyarvo, huomataan, että se on positiivinen, mikä laskentamenetelmän perusteella investointi on asetetulla tuottotavoitteella kannattava. Investoinnin takaisinmaksuajaksi saadaan 8,2 vuotta. [61, 63, 70, 93]

Tuulivoimainvestoinnin sisäiseksi korkokannaksi saadaan 12 %. Tulot syntyvät tuulivoimainvestoinnissa etupainotteisesti, sillä korotettua tukea maksetaan ensimmäiset kolme vuotta ja perustukea kahdentoista vuoden ajan. Tuulivoiman omakustannushinnaksi muodostuu laskelmien perusteella 53 €/MWh.

Taulukko 6.1. Lähtöarvot tuulivoiman kannattavuuslaskennassa.

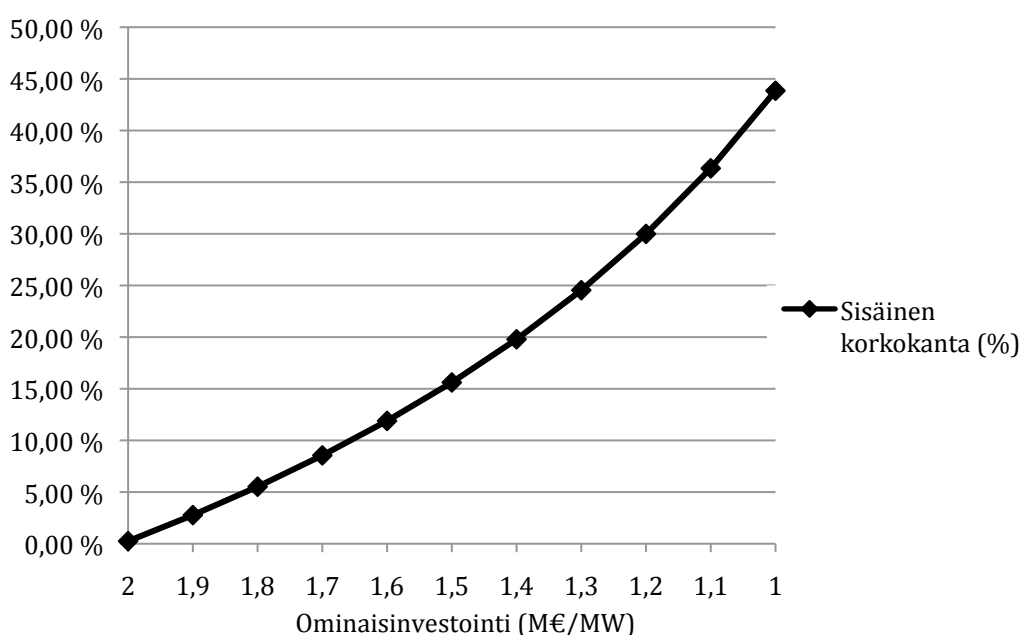
Ominaisinvestointi	1,6 M€/MW
Kokonaisteho	15 MW
Huipunkäyttöaika	2600 h
Tavoitehint	3 vuotta 105,3 €/MWh, sitten 83,5 €/MWh

Kannattavuuslaskennassa nousee erityisesti esiin voimalan huipunkäyttöajan merkitys. Tämä voidaan nähdä myös kuvasta 6.5., jossa esitetään tuulivoimainvestoinnin sisäinen korkokanta huipunkäyttöajan funktiona. Voimalan sisäinen korkokanta kasvaa suoran yhtälön mukaisesti huipunkäyttöajan kasvaessa. Kuten kuvasta havaitaan, muutokset huipunkäyttöajassa vaikuttavat merkittävästi sisäiseen korkokantaan. Laskelmissa saavutettu 12 % sisäinen korkokanta kaksinkertaistuu huipunkäyttöajan kasvaessa noin viidenneksen. Suomen 30 parhaan tuulivoimalan kolmen vuoden tuotantotilastojen perusteella huipunkäyttöajan vuosittainen vaihteluväli on useassa tapauksessa ollut jopa 400 tuntia. Huipunkäyttöajan hajonta voi siis olla kohtuullisen suurta, mikä tarkoittaa myös merkittävää vaihteluväliä investoinnin vuotuiseen sisäiseen korkokantaan. Tuulivoimainvestoinnin keskimääräinen huipunkäyttöaika voidaan kuitenkin suurella luotettavuudella selvittää tilastotietojen sekä tuulimittausten avulla ennen rakennusvaihetta. [11]



Kuva 6.5. Huipunkäyttöajan vaikutus tuulivoimainvestoinnin sisäiseen korkokantaan.

Pääomavaltaisen energiantuotantolaitosinvestoinnin kannattavuus on hyvin herkkä ominaisinvestoinnin muutoksille. Kuten kuvasta 6.6. huomataan, on tilanne vastaava myös tuulivoimainvestoinnin suhteen. Kun ominaisinvestointi laskee 25 % alkuperäisessä laskennassa käytettyyn lukemaan verrattuna, kasvaa investoinnin sisäinen korkokanta lähes 30 %:iin ja sen kasvuprosentti on jopa yli 150. Ominaisinvestoinnin pienentyessä 50 prosentilla eli kahdesta miljoonasta miljoonaan euroon megawattia kohden, saadaan sisäisestä korkokannasta peräti 43 prosenttiyksikköä suurempi. Edellä käytiin jo läpi, mitkä tekijät tuulivoiman perushankintakustannukseen eniten vaikuttavat ja tämä kuva osoittaa, kuinka merkittävästi pääomavaltaisen investoinnin perushankintakustannusten muutokset koko investoinnin kannattavuuteen vaikuttavat.



Kuva 6.6. Ominaisinvestoinnin suuruuden vaikutus tuulivoimainvestoinnin sisäiseen korkokantaan.

6.2.2 Aurinkosähkövoimalan kannattavuus

Aurinkosähköön perustuvan voimalan takaisinmaksuaikaa on tarkasteltu taulukossa 6.2. näkyvin luvuin. Kyseessä on aurinkosähkövoimalaksi suuri, teholtaan 0,3 megawatin suuruinen järjestelmä. Esimerkiksi Pohjoismaiden suurin järjestelmä tällä hetkellä on teholtaan 0,18 megawattia. Se on valmistunut ABB:n Pitäjänmäen tehtaan katolle vuonna 2010 ja sen rakentamiskustannukset olivat noin puoli miljoonaa euroa. Ominaisinvestointikustannus on Pitäjänmäen voimalan tapauksissa ollut noin 2,8 M€/MW. IEA:n Ruotsin aurinkosähkömarkkinoita kuvaavan raportin mukaan suuren mittaluokan verkkoon kytkettävän aurinkosähkövoiman ominaiskustannus on noin 3,82 miljoonaa euroa megawattia kohden. Tässä työssä ominaisinvestointina käytetään Ruotsin tietojen mukaista arvoa, yksittäisen suomalaisen esimerkin sijaan. Ruotsissa

verkkoon kytkettyä aurinkosähkökapasiteettia on jo noin 4,5 MW:n verran. Pitäjänmäen voimalan investointikustannusta voi lisäksi laskea se, että ABB itse valmistaa aurinkosähkövoimaloihin kytkettäviä vaihtosuuntaajia, jolloin komponenttikustannuksissa on voitu säästää. Laskelmissa huipunkäyttöaikana on käytetty Pohjoismaissa tyypillistä maltillista lukemaa, 900 tuntia. Tuotantotukea aurinkosähkölle ei Suomessa makseta, mutta voimalan oletetaan saavan investointitukea. Niin Kiilto Oy:n kuin ABB:nkin aurinkosähkövoimalalle on myönnetty investointitukea 35 % investoinnin hinnasta. Laskelmissa investointituen osuudeksi on niin ikään oletettu 35 %. [25, 99, 100, 107]

Aurinkosähkövoimalan nykyarvo 40 vuoden pitoajalla, 10 % tuotto-vaatimuksella ja taulukon 6.2. mukaisilla arvoilla on negatiivinen. Nykyarvo-menettelyn mukaan investointi ei siis ole kannattava. Energiantuotannon määrä suhteessa investointiin on niin pieni, että vuosittaiset nettotuotot jäävät hyvin vaatimattomiksi, vaikka voimalan juoksevasti syntyvät kustannukset on asetettu erittäin pieniksi. Investointi ei myöskään maksa itseään pitoaikanaan takaisin. Takaisinmaksuajaksi saadaan 40 vuotta vasta, kun oletetaan, että aurinkosähkö saisi investointituen lisäksi sähkön hinnan päälle maksettavaa tuotantotukea noin 12 €/MWh koko pitoajalta. Saman vaikutuksen aiheuttaisi vastaavan suuruinen sähkön hinnan nousu. Jos aurinkosähkölle tuotantotuen maksamisen myötä poistettaisiin investointituki, kuten yleensä menetellään, nousisi tuotantotuen tarve 49 euroon megawattitunnilta. Tämä ei kuitenkaan vielä kattaisi investoinnin rahoituskustannuksia.

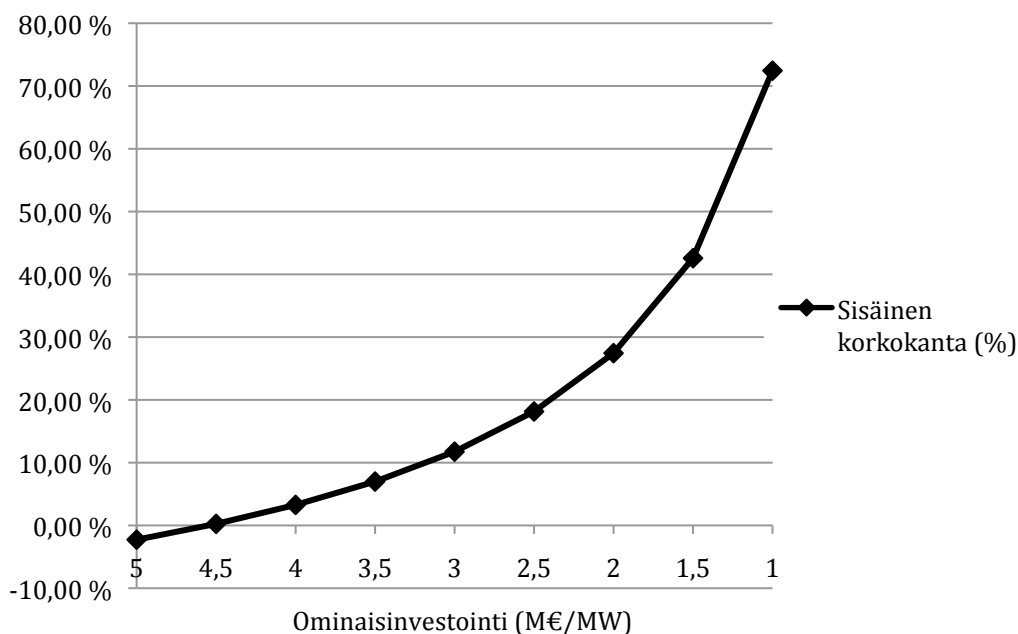
Koska aurinkosähkön kannattavuusraja tuotantotukijärjestelmän puuttumisen myötä on vielä hyvin kaukana, oletetaan aurinkosähkölle sisäisen korkokannan tarkastelussa tuotantotuki, jonka suuruus on 250 €/MWh. Investointitukea ei tässä tarkastelussa oleteta maksettavaksi. Sisäiseksi korkokannaksi aurinkosähkölle saadaan tällöin 5 %. Tuotantotuen avulla takaisinmaksuaika lyhenisi 14,1 vuoteen. Keksityn suuruisen tuotantotuen käyttämisestä mielekästä tekee kannattavuusrajan nopeamman saavuttamisen lisäksi se, että aurinkosähkökapasiteetin lisääminen on muissakin Keski- ja Pohjois-Euroopan maissa edellyttänyt hyvin suurten tuotantotukien maksamista. Aurinkosähkön omakustannushinnaksi saadaan peräti 172 €/MWh, mikä selittää edelleen korkean tuen tarvetta.

Taulukko 6.2. Lähtöarvot aurinkosähkövoimalan kannattavuuslaskennassa.

Ominaisinvestointi	3,82 M€/MW
Investointituki	35 %
Kokonaisteho	0,3 MW
Huipunkäyttöaika	900 h

Aurinkosähkön kannattavuutta kohentaisi tuotantotuen tai sähkön hinnan kasvun lisäksi pienemmät investointikustannukset ja suurempi tuotetun sähkön määrä. Kuvasta 6.7. nähdään, kuinka nopeasti aurinkosähkövoimalan sisäinen kokokanta kasvaa ominaisinvestoinnin pienentyessä. Ominaisinvestoinnin pienentyminen miljoonalla

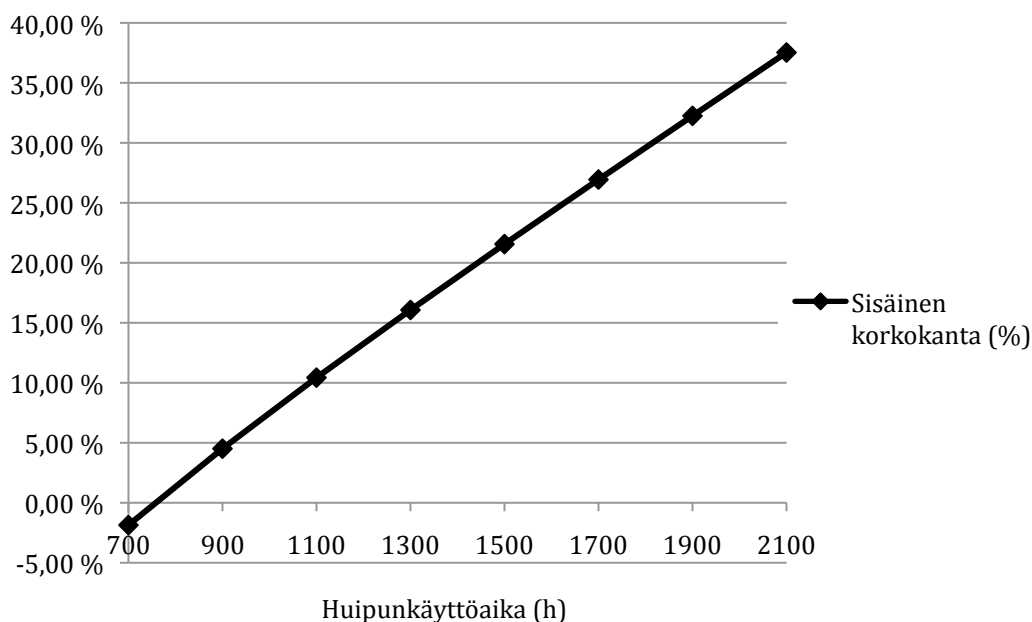
arvosta 3,5 M€/MW arvoon 2,5 M€/MW johtaa kuitenkin vain noin 11 prosenttiyksikköä suurempaan sisäiseen korkokantaan. Tämä on merkittävästi vähemmän, kuin tuulivoimalan tapauksessa. Kuvaajan muodosta huomataan, että ominaisinvestoinnin vaikutus sisäiseen korkokantaan kasvaakin sitä mukaa, mitä edullisemmaksi ominaisinvestointihinta käy. Aurinkosähkön ominaisinvestointihinta ei vielä yllä alueelle, jossa käyrä muuttuu siten, että sisäinen korkokanta yhä jyrkemmin kasvaa. Kuvaaja on piirretty ilman investointituen vaikutusta käyttäen edelleen samaa, 250 euron tuotantotukea megawattituntia kohden. Alkuperäisessä laskelmassa käytetty ruotsalaisen aurinkosähkön hinta 3,82 M€/MW voi olla Suomen tämän hetken olosuhteissa hieman liian alhainen, sillä Ruotsissa verkkoon kytkettävien aurinkosähkölaitteiden hinnat ovat laskeneet jopa 26 % vuoden 2010 aikana, kun aurinkosähkön tuentaa maassa on lisätty. Toisaalta, mikäli aurinkosähkölle myös Suomessa ryhdyttäisiin maksamaan tukea, laskisivat hinnat todennäköisesti myös täällä. Saksassa suurten, huipputeholtaan yli 100 kW:n aurinkosähkölaitteiden ominaisinvestointihinnat ovat laskeneet jo 2,3 M€/MW tasolle. Vielä kaksi vuotta sitten Saksassakin megawattihinnat olivat vielä yli kolmessa miljoonassa. Tuet ovat synnyttäneet investointeja ja niiden ansiosta ovat myös paneelien ja kokonaisten järjestelmien kustannukset ovat laskeneet merkittävästi. Vaikka investoinnit siis vaikuttavat vallitsevissa olosuhteissa heikoilta, on pienelläkin muutoksella paneelien hinnoissa suuri vaikutus aurinkosähkön kannattavuuteen. Vielä ollaan kuitenkin kaukana suomalaisen aurinkosähkön kannattavuusraja. [16, 107, 108]



Kuva 6.7. Ominaisinvestoinnin suuruuden vaikutus aurinkosähköinvestoinnin sisäiseen korkokantaan.

Kuten luvussa 4.3 jo havaittiin, ovat aurinkosähkötönnön mahdollisuudet erilaiset eri puolilla Eurooppaa. Auringon säteilyenergian määrä Etelä-Euroopassa on

noin kaksinkertainen verrattuna Suomeen ja myös aurinkosähköjärjestelmien hinta alhaisempi. Kuvassa 6.8 esitetään aurinkosähkövoimalan sisäinen korkokanta eri suuruisilla huipunkäyttöajan arvoilla. Kuva on edelleen piirretty käyttäen 250 €/MWh suuruisia tuotantotukea. Kuten kuvasta voidaan havaita, on aurinkosähkövoimalan kannattavuus erittäin vahvasti sidoksissa huipunkäyttöaikaan. Aurinkosähkövoimalan sisäinen korkokanta yli kaksinkertaistuu, kun huipunkäyttöaika nousee kahdellasadalla tunnilla alkuperäisestä arvosta 900 tuntia. [20]



Kuva 6.8. Huipunkäyttöajan vaikutus aurinkosähkövoimalan sisäiseen korkokantaan.

6.2.3 Biomassavoimaloiden kannattavuus

Biomassaa hyödyntävien energiantuotantomuotojen tarkasteleminen on edellisiä selvästi monimutkaisempaa, sillä kuten edellä esitetyistä ansaintalogiikoista huomattiin, muuttujia on merkittävästi enemmän ja ne liittyvät erityisesti käytettävään polttoaineeseen sekä tuotantomuodoille maksettaviin tukiin.

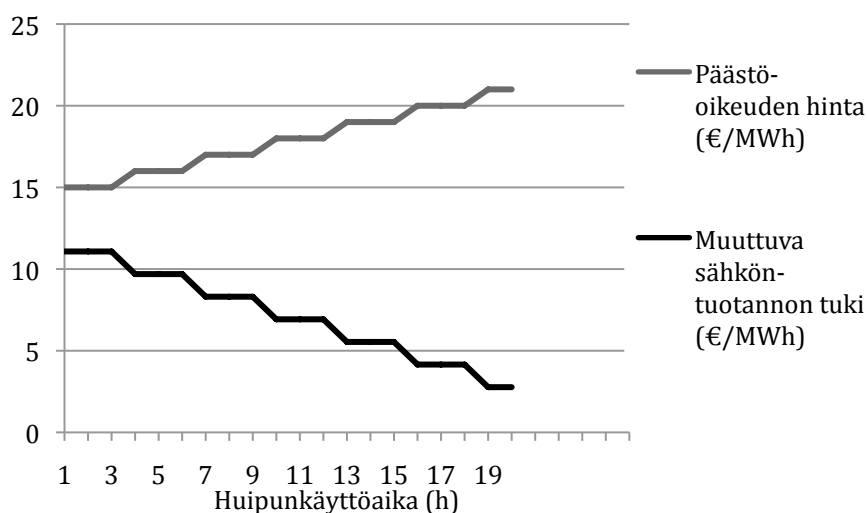
Metsähakevoimalan ja puuvoimalan kannattavuutta vertailtaessa vaikuttavimmaksi tekijäksi nouseekin polttoainehankinta. Pöyryn tilastointien mukaan metsähakkeen hintakehitys on kahden viime vuoden aikana ollut varovaisen nousujohteista ja pysytellyt välillä 15-19 €/MWh. Viimeisin metsähakkeen hintatieto on vuoden 2011 kolmannelta kvartaalilta ja hinnaksi muodostui tuolloin 17,4 €/MWh. Teollisuuden sivutuotepuun hinta on pysytellyt metsähakkeen hinnan alapuolella 15 ja 18 euron välillä megawattituntia kohden. Viimeisin hintatieto teollisuuden sivutuotepuulle on niin ikään vuoden 2011 kolmannelta kvartaalilta, 15,3 €/MWh. Kahden vuoden hintakeskiarvojen perusteella laskelmissa käytetään metsähakkeelle hintaa 18 €/MWh ja teollisuuden sivutuotepuulle hintaa 16 €/MWh. [105]

Metsähake- ja puuvoimalan ominaisinvestointihinnat vaihtelevat merkittävästi riippuen eri osa-alueilla käytettävistä teknisistä ratkaisuista, kokoluokasta ja lähteestä. Näin ollen on mielekkäämpää tutkia toiminnan muuttujien vaikutuksia kannattavuuteen absoluuttisten lukujen tarkastelemisen sijaan. Metsähake- ja puupolttoainevoimalan kannattavuuksia tutkitaan taulukon 6.3. arvoilla ja kuvassa 6.9. näkyvää päästöoikeuden ja maksettavan tuen hintakehitystä käyttäen. Päästöoikeuden hinta nousee tarkastelun aikana euron kolmessa vuodessa, jolloin tuen suuruus pienenee vastaavaan tahtiin. Päästöoikeuden hinta on laskelmissa mallinnettu nousevaksi, sillä alkava uusi päästökauppakausi vähentää jälleen päästöoikeuksien määrää, jolloin hintaan odotetaan kohdistuvan nousupaineita. Metsähakevoimala ei yllä kannattavaksi 10 %:n tuottovaatimuksella nykyarvolaskennan perusteella. Myös metsähakkeen lisäksi teollisuuden sivutuotepuuta 50 prosentin osuudella käyttävälle puupolttoainevoimalalle tuottovaatimus on liian suuri ja nykyarvo jää negatiiviseksi. Metsähakevoimalan takaisinmaksuajaksi saadaan 12,6 vuotta, puupolttoainevoimalainvestoinnin takaisinmaksuajaksi 10 vuotta.

Metsähakevoimalan sisäinen korkokanta jää nolllaksi käytettävillä alkuarvoilla. Puupolttoainevoimalan sisäinen korkokanta on noin 5 %. Tuotetun energian omakustannushinnan laskeminen on yhteistuotantolaitoksessa kustannusten kohdistamisen takia haastavaa, sillä laitoksessa tuotetaan sekä sähköä että lämpöä. Toisaalta, markkinat määrittelevät energian hinnan, joten tuotantokustannusten kohdistamista eri energiamuodoille ei hinnoittelusyistä ole tarpeen suorittaa. Metsähake- ja puuvoimaloiden omakustannushintoja tarkasteltaessa huomataan polttoainehintojen aiheuttama ero, joka osaltaan vaikuttaa myös voimaloiden eri suuruisiin sisäisiin korkokantoihin. Kun energiantuotannon kustannukset jaetaan tasan koko tuotetulle energiamäärälle, oli se sitten sähköä tai lämpöä, on omakustannushinta puuvoimalassa 34 €/MWh ja metsähakevoimalassa 33 €/MWh. Luvut poikkeavat toisistaan samassa suhteessa, kuin voimaloiden polttoainehinnatkin.

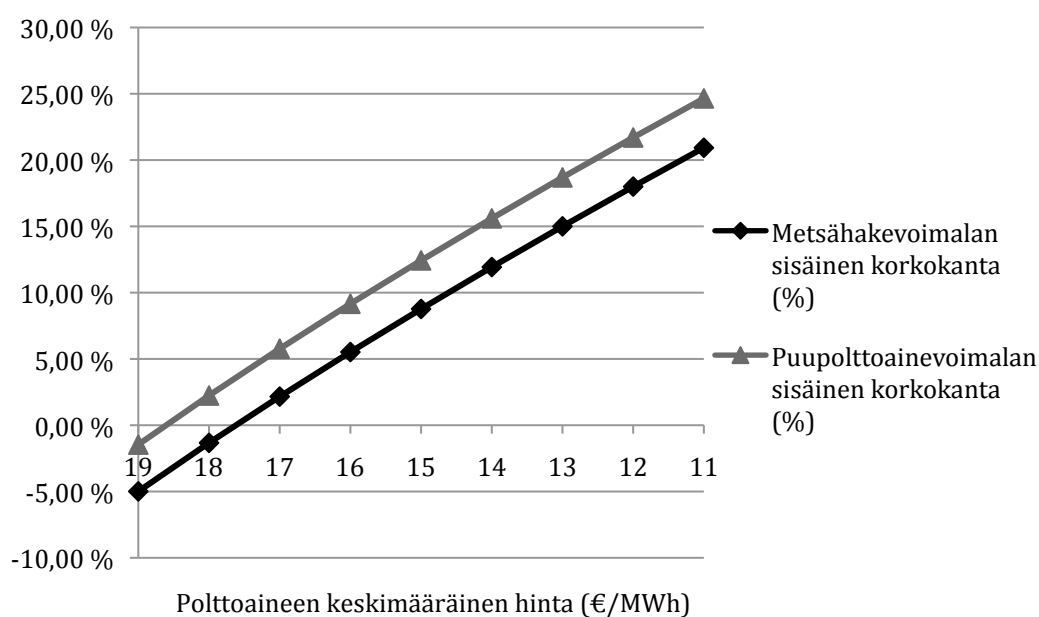
Taulukko 6.3. *Lähtöarvot metsähake- ja puuvoimalaitosten kannattavuuslaskennassa.*

Ominaisinvestointi	2,75 M€/MW
Huipunkäyttöaika	6000 h
Sähköteho/Lämpöteho	8/14,7 MW
Metsähakkeen hinta	18 €/MWh
Teollisuuden sivutuotepuun hinta	16 €/MWh



Kuva 6.9. Tarkastelussa käytetty päästöoikeuden hintakehitys ja sen mukaan määrittyvän muuttuvan sähköntuotannon tuen suuruus.

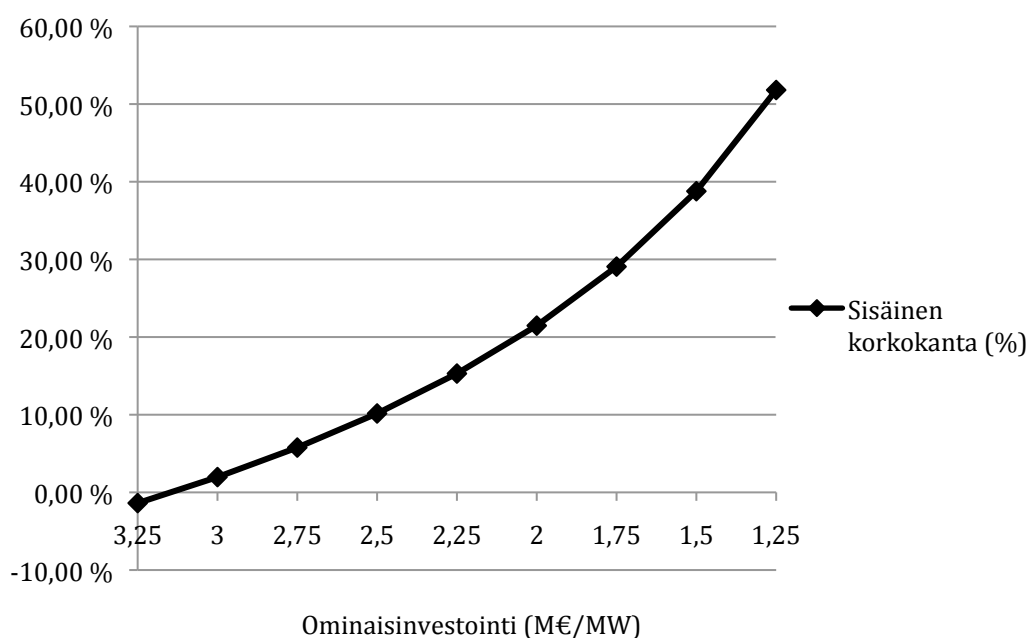
Metsähakevoimalan sekä puupolttoainevoimalan kannattavuutta eri polttoainehinnoilla esittää kuva 6.10. Kuten kuvasta nähdään, on kannattavuus nykyisillä polttoaineiden hintatasoilla ja 2,75 M€/MW ominaisinvestoinnilla vaatimaton. Sisäinen korkokanta kuitenkin kasvaa nopeasti polttoaineen hinnan laskiessa. Puuvoimalan sisäinen korkokanta on kuitenkin koko ajan suurempi kuin metsähakevoimalan sisäinen korkokanta. Ero johtuu teollisuuden sivutuotepuun alhaisemmasta hinnasta, mutta myös laitosten erilaisesta tuennasta. Tästä voidaan päätellä, kuinka suuri merkitys erilaisilla polttoaineiden hankintasopimuksilla sekä energiapuun haketustuilla on voimaloiden kannattavuuksiin.



Kuva 6.10. Puu- ja metsähakevoimalan sisäinen korkokanta eri polttoainehinnoilla.

Metsähakkeelle maksettava tuki muuttuu päästöoikeuden hinnan mukaan, eli tuen suuruuteen sisältyy riski, ja maksettava määrä on pienempi kuin puupolttoainevoimalan saamassa tuotantotuessa. Muuttuvahintainen sähköntuotannon tuki edistääkin parhaiten metsähakkeen yhteispolttoa myös muita, fossiilisiakin polttoaineita polttavissa suuremmissa voimaloissa. Jos se voimaloiden teknisten ominaisuuksien puitteissa on mahdollista, voidaan voimaloissa siirtyä esimerkiksi turpeen käytöstä metsähakkeen polttoon aina silloin, kun metsähake on turpeeseen tai fossiilisiin polttoaineisiin verrattuna kilpailukykyinen.

Metsähakkeen lisäksi teollisuuden sivutuotepuuta polttavan voimalan saama tuotantotuki aiheuttaa viimekädessä sen, että vaihtoehto on kannattavampi voimalan koon rajoituksessa enintään 8 MW:n suuruuteen. Tuotantotuki luo investoinnille merkittävän suuruiset, vakaat tulot, minkä johdosta puupolttoainevoimalan kannattavuus on parempi huolimatta siitä, että vuotuinen tukimäärä on rajoitettu 750 000 euroon. Tuotantotuen myötä puupolttoainevoimalan polttoainehintojen vaikutus kannattavuuteen vähenee. Olennaiseksi kannattavuustekijäksi nouseekin polttoaineen hinnan lisäksi puuvoimalan ominaisinvestointikustannus. Puuvoimalan sisäisen korkokannan ja ominaisinvestoinnin suhdetta toisiinsa havainnollistaa kuva 6.11. Investoinnin sisäinen korkokanta lähes kaksinkertaistuu kun ominaisinvestointikustannus pienenee noin 10 %. Kun puupolttoainevoimalan ominaisinvestointikustannus pienenee miljoonalla eurolla, arvosta 2,75 M€/MW arvoon 1,75 M€/MW, sisäinen korkokanta muodostuu peräti 23 prosenttiyksikköä edellistä arvoa suuremmaksi.



Kuva 6.11. Puuvoimalan ominaisinvestoinnin vaikutus investoinnin sisäiseen korkokantaan.

6.2.4 Biokaasuvoimalan kannattavuus

Myös biokaasulaitoksen ominaisinvestoinnin hinta voi vaihdella suurestikin, sillä biokaasutuotantoon liittyvän teknologian tarjontaa on Suomen markkinoilla vielä hyvin vähän ja markkinat ovat täällä vasta muodostumassa. Biokaasuvoimalan investointikustannusten §arvioiminen on haastavaa, sillä yhteismädätyslaitoksia on rakennettu vasta muutamia ja laitetoimittajia on maassa vielä hyvin vähän. Lisäksi voimala kootaan useista eri kokonaisuuksista eikä vakiintunutta peruskonseptia Suomen olosuhteisiin ole vielä toistaiseksi syntynyt. Parhaat arviot aiheesta ovatkin saatavilla Saksan kokemusten perusteella, sillä Saksassa markkinat ovat jo varsin pitkälle kehittyneet. Biokaasuenergian tuotantoa on tässä työssä arvioitu taulukossa 6.4. nähtävin arvoin. Keskimääräisenä porttimaksuna käytetään 45,5 €/t ja porttimaksujen oletetaan pienentyvän tulevaisuudessa, joten tämän mallintamiseksi niiden oletetaan seitsemän vuoden jälkeen laskevan 50 %. Luvut on arvioitu suomalaisten jätteenkäsittelylaitosten hinnastojen perusteella mahdollisimman maltillisesti, etteivät ne antaisi liian edullista kuvaa liiketoiminnasta. Lisäksi on oletettu, että toiminnan ensimmäisenä vuonna vasta etsitään voimalan optimaalista toimintapistettä, joten ensimmäisen vuoden energiantuotanto on vain 60 % normaalin vuoden tuotannosta. Biokaasuvoimalan nykyarvo on laskelmien mukaan positiivinen ja takaisinmaksuajaksi saadaan 5,9 vuotta. [109]

Sisäiseksi korkokannaksi biokaasuvoimalalle saadaan peräti 16 %. Biokaasulla tuotetun sähkön omakustannushinnaksi muodostuu 91 €/MWh, mikä on merkittävän suuruinen lukema. Sisäinen korkokanta kuitenkin yltää korkeaksi, sillä porttimaksut kasvattavat biokaasuvoimalan tuottoja niin merkittävästi, että voimala tuottaa vielä merkittävästi omakustannushinnan päälle.

Taulukko 6.4. *Lähtöarvot biokaasuvoimalan kannattavuuslaskennassa.*

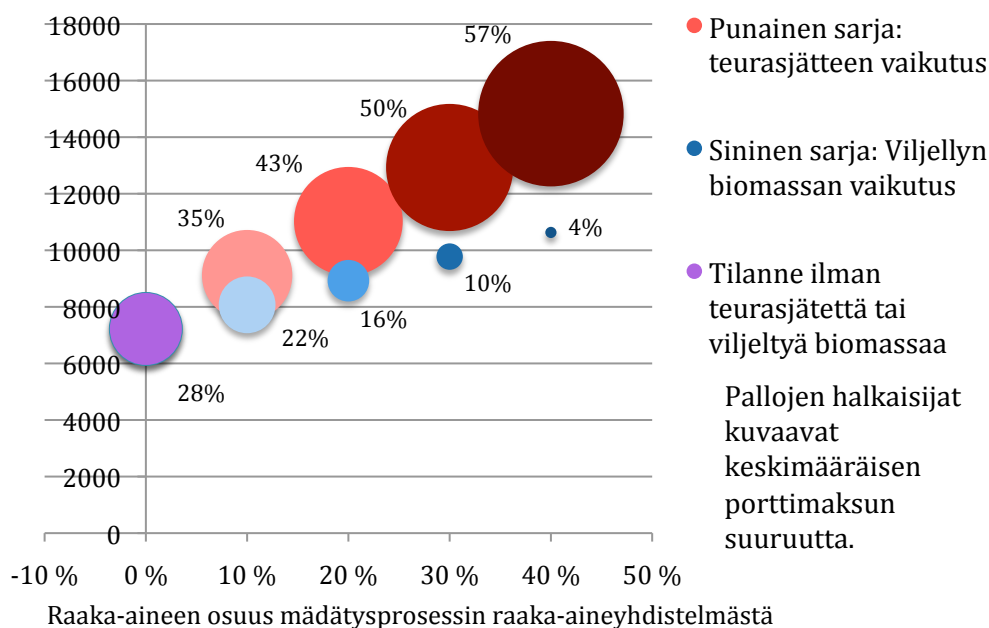
Ominaisinvestointi	6,5 M€/MW
Huipunkäyttöaika	6500 h
Sähköteho/Lämpöteho	0,9/1,1 MW
Porttimaksujen suuruus, keskiarvo	Alussa 45,5 €/t, Lopussa 22,75 €/t

Biokaasuvoimalan kannattavuus vaikuttaa laskentojen pohjalta hyvältä. Huomattavaa kuitenkin on, että toiminnan lukuisat muuttujat vaikuttavat merkittävästi koko investoinnin kannattavuuteen ja luovat epävarmuuksia. Kuten edellisessä luvussa todettiin, ovat biokaasuvoimalan merkittävimpiä tulolähteitä porttimaksut, valtion tuet sekä energian myyntitulot. Tuotantotukijärjestelmän avulla biokaasuenergiantuotannolta on poistettu sähkön hintariski, joten siltä osin riski on ainoastaan poliittinen. Suurin epävarmuus liittyykin raaka-aineeseen. Porttimaksut ja energiantuotannon määrä molemmat muuttuvat käytettävän raaka-aineyhdistelmän mukaan. Porttimaksut ovat raaka-ainekohtaisia ja niiden suuruudet määräytyvät sen perusteella, mitä raaka-ainetta milloinkin on saatavilla, mihin hintaan ja millaisia sopimuksia raaka-ainetoimittajien

kanssa saadaan aikaan. Porttimaksutulojen lisäksi myös tuotettu energiamäärä riippuu käytettävistä raaka-aineista.

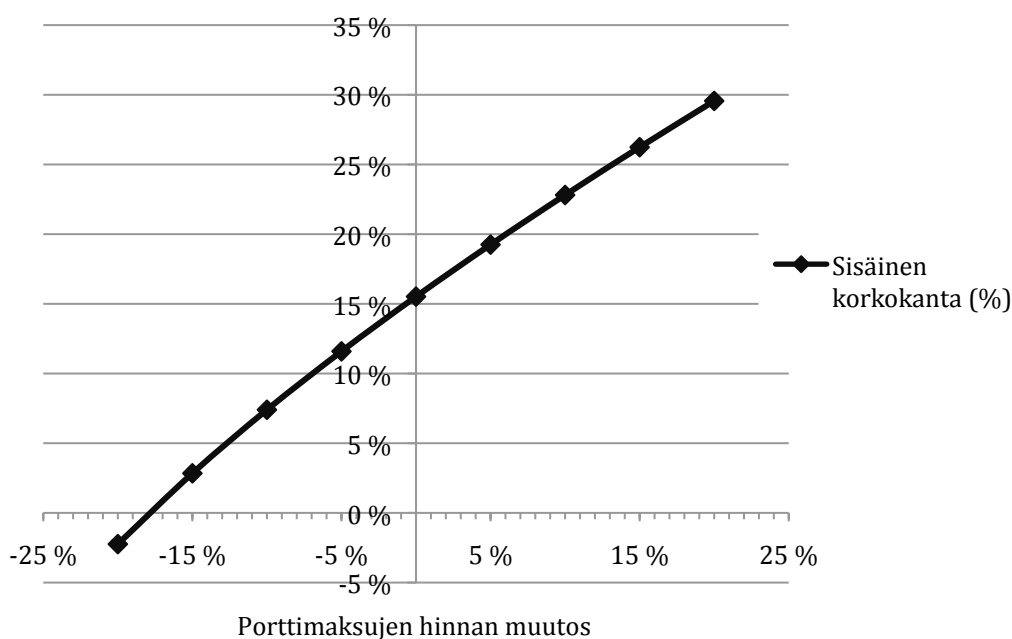
Esimerkkilaskenta on suoritettu siten, että 40 % käytettävästä raaka-aineesta on teurasjätettä tai muuta vastaavaa ja loppuosa yhtä suurin osuuksin biojätettä, jätevesilietettä sekä lehmän ja sian lantaa. Raaka-aineyhdistelmässä on siis merkittävän suuri osuus metaanintuottopotentialtaan korkeatasoista raaka-ainetta, josta saadaan myös suurinta porttimaksutuloa. Tällaiseen tilanteeseen voidaan nykyolosuhteissa päästä, sillä markkinat ovat vielä pienet eikä sivuvirtojen kysyntä ole kasvanut. Esimerkiksi yhteistyötä elintarviketeollisuuden kanssa tekevä biokaasulaitos voi päästä hyödyntämään suurta teurasjättemäärää. Biokaasulaitoksen kannattavuus muuttuu kuitenkin olennaisesti, kun raaka-aineiden suhteita tai porttimaksutuloja muutetaan. Biokaasutuotannon yleistymisen johdosta odotettavissa on, että erityisesti eniten metaania tuottavien raaka-aineiden kysyntä tulee todennäköisesti nousemaan, jolloin porttimaksut alkavat laskea, sillä raaka-aineen riittävyys on rajallinen. Näin on käynyt myös Saksassa, jossa suurin osa biokaasulaitoksista käyttääkin nykyisin raaka-aineenaan viljeltäviä peltobiomassoja. Maksullisen polttoaineen käyttö laittaa toiminnan kannattavuuden uusiksi. Mikäli siirrytään vain maksullisten raaka-aineiden käyttöön, häviävät liiketoiminnan porttimaksutulot kokonaan ja tilalle tulevat polttoainemaksut.

Kuva 6.12. ilmentää raaka-ainemuutosten vaikutuksia biokaasuvoimalan toimintaan. Kuvassa tarkastellaan teurasjätettä ja viljeltyä biomassaa, sillä niissä tapahtuvat muutokset vaikuttavat biokaasulaitoksen toimintaan eniten. Kuvan violetti pallo esittää tilannetta, jossa teurasjätettä ja viljeltyä biomassaa ei raaka-aineyhdistelmässä ole lainkaan. Tämän jälkeen osuuksia kasvatetaan, jotta nähdään, millaisia vaikutuksia tällä on vuotuisen energiantuotantoon ja keskimääräisen porttimaksun suuruuteen. Kuvan punaiset pallot kuvaavat tilannetta, jossa teurasjätteen osuutta kasvatetaan ja viljellyn biomassan osuus pidetään nollassa. Loppuosa raaka-ainetarpeesta jaetaan sian ja lehmän lannan, jätevesilietteen sekä biojätteen kesken. Siniset pallot vastaavasti kertovat tilanteesta, jossa teurasjätettä ei käytetä lainkaan ja viljellyn biomassan osuutta kasvatetaan. Pallojen halkaisijat kuvaavat raaka-aineyhdistelmän keskimääräisen porttimaksun suuruutta. Prosenttiluvut kertovat keskimääräisen porttimaksun suuruuden suhteessa tilanteeseen, jossa kaikki käytettävä materiaali olisi porttimaksultaan kalleinta ja eniten metaania tuottavaa teurasjätettä. Kuten kuvasta nähdään, kasvavat sekä energiantuotantomäärä että saavat porttimaksut, kun metaanintuottopotentialtaan erinomaisen teurasjätteen osuutta kasvatetaan. Kun taas viljeltävien biomassojen käyttöä lisätään, vaikutus on erilainen. Toisaalta viljeltävien biomassojen metaanintuottopotentialti on hyvä, jolloin niiden osuuden kasvattaminen lisää prosessin metaanintuottokykyä, muttei kuitenkaan yhtä tehokkaasti kuin teurasjätteen osuuden kasvattaminen. Lisäksi maksullisten viljeltävien biomassojen käyttö pienentää saatavia porttimaksutuloja huomattavasti.



Kuva 6.12. Muutokset energiantuotantomäärässä ja keskimääräisen porttimaksun suuruudessa eri teurasjätteen ja viljellyn biomassan osuuksilla käytettävästä raaka-aineyhdistelmästä.

Porttimaksujen suuruuden merkitys biokaasulaitoksen kattavuuteen näkyy kuvassa 6.13. Kuvaan on piirretty investoinnin sisäinen korkokanta porttimaksujen suuruuden funktiona. Tilannetta tarkastellaan porttimaksujen suuruuden muuttuessa välillä -20 – +20 % alkuperäiseen tilanteeseen nähden. Sisäinen korkokanta lähes kaksinkertaistuu, kun porttimaksut kasvavat 20 %. Kun porttimaksut pienenevät 20 % on sisäinen korkokanta jo negatiivinen.



Kuva 6.13. Biokaasulaitoksen saamien porttimaksujen muutosten vaikutukset investoinnin sisäiseen korkokantaan.

Tarkastelluista uusiutuvan energian investoinneista biokaasu tarjoaa siis lyhyimmän takaisinmaksuajan ja suurimman sisäisen korkokannan. Toiminnan tuloista merkittävä osa muodostuu porttimaksuista. Myös tuulivoima pärjäävät vertailussa hyvin. Tuulivoimatuotannon absoluuttiset tuotot ovat lisäksi suurimmat kokoluokasta johtuen. Puupolttoaineita polttava voimala pärjää pelkkää metsähakevoimalaa paremmin kannattavuusvertailussa edullisemman polttoainehinnan sekä paremman tuen turvin. Metsähakevoimala ei vaikuttanut kannattavalta pelkän muuttuvahintaisen tuotantotuen turvin. Metsähake sellaisenaan soveltuukin parhaiten käytettäväksi rinnakkaispoltossa suuremman kokoluokan voimaloissa, korvaamassa fossiilisia polttoaineita. Aurinkosähkövoimala oli kannattavuuskilpailussa heikoin, mutta silti sen kiistattomina etuina ovat pitkä käyttöikä, minimaaliset käyttökustannukset sekä periaatteellinen erinomaisuus liittyen sähköntuotannon yksinkertaisuuteen. Valtioneuvoston ilmasto- ja energiastrategian tavoitteiden perusteella voidaan päätellä, että suurin energiantuotantokapasiteetin lisärakentamispotentiaali Suomessa lähivuosina liittyy tuulivoimaan sekä metsähaketta ja muita puupolttoaineita polttavaan teknologiaan. Myös biokaasuenergian määrä tulee kasvamaan, mutta sen lisäämispotentiaali on edellä mainittuja pienempi. Aurinkosähkökapasiteetin lisäämispotentiaali on suuri, mutta rakentaminen tuskin ajoittuu lähitulevaisuuteen johtuen investointien heikosta kannattavuudesta nykyisillä hinta- ja tukitasoilla.

6.3 Investointien riskit ja houkuttelevuus

Riski on tapahtuma, jonka realisoitumisella on jokin todennäköisyys ja vaikutus. Yleensä riski mielletään epäsuotuisaksi asiaksi, sillä se usein aiheuttaa lisäkustannuksia ja venyttää asetettuja aikatauluja. Vaikka myös positiivisia riskejä on olemassa, sanalla on vahva negatiivinen kaiku, sillä riskit sisältävät paljon epävarmuutta. Riski voi aiheutua epätäydellisestä tiedosta, tapahtumien tilastollisesta luonteesta tai molemmista. Riskit voidaan luokitella esimerkiksi vahinko- ja liiketoimintariskeihin. Epätäydelliseen tietoon perustuvia liiketoimintariskejä otetaan, jotta toiminnalla voitaisiin päästä haluttuihin tuottoihin. Tapahtumien tilastolliseen luonteeseen pohjautuvat vahinkoriskit ovat yleisimmin sellaisia, joita ei välttämättä pystytä koskaan täysin eliminoimaan ja joihin pyritään varautumaan vakuutuksin. [110]

Energiantuotantolaitosinvestoinnin riskejä voidaan tarkastella usealla tavalla ja yksi luonteva tapa on jaotella riskejä ajallisesti. Toimintaan liittyy erilaisia riskejä riippuen siitä, ollaanko suunnittelu- ja rakennusvaiheessa, tuotantovaiheessa vai investoinnista irtautumisvaiheessa. Osa riskeistä myös vaikuttaa koko projektin ajan. Useampaankin projektiin voi liittyä samoja riskejä, mutta niiden realisoitumisen aiheuttamat vaikutukset voivat poiketa toisistaan merkittävästi. Tämä johtuu siitä, että eri tuotantomuotoihin liittyvät kriittiset menestystekijät ovat erilaisia, kuten edellisessä luvussa havaittiin. Energiantuotannon kannattavuus tuuli- ja aurinkovoiman tapauksessa riippuu vahvasti voimaloiden sijainnista. Poltto- tai raaka-ainetta hyödyntävät biomass-

ja biokaasulaitokset taas ovat hyvin riippuvaisia käyttämistään poltto- ja raaka-aineista, niiden saatavuuksista ja hinnoista.

6.3.1 Rakennusvaiheen riskit

Rakennusvaiheessa eri tuotantomuotoihin liittyvät riskit ovat verrattain samankaltaisia. Rakennusvaihetta koskevat hyvin yleismaailmalliset riskit, kuten riski siitä, pysyykö rakennusprojekti määritetyssä aikataulussa ja budjetissa. Energiantuotantolaitoksen investointiprojektissa kyseiset riskit ovat suuria, sillä kukin energiantuotantolaitos rakennetaan juuri tiettyyn tarpeeseen eikä täydellistä sarjatuotantoa tai malliesimerkkiä välttämättä ole, varsinkaan vasta kasvussa olevien uusiutuvan energian tuotantomuotojen saralla. Esimerkiksi Suomessa biokaasuvoimaloiden määrä on vielä hyvin vähäinen, joten kokemusta ja tietoa biokaasuvoimalaprojektin toteuttamisesta on rajallisesti. Biokaasuvoimaloihin liittyvä energiantuotantoteknologia itsessään tunnetaan hyvin, mutta biokaasun valmistamiseen liittyvä osuus on vielä vieraampaa.

Tuulivoima- ja aurinkosähköjärjestelmät taas ovat teknologialtaan yksinkertaisempia ja konseptit ovat jo vakiintuneita, sillä asennettua kapasiteettia on maailmanlaajuisesti jo merkittäviä määriä olemassa. Näiden tuotantomuotojen kohdalla itse voimalan rakentaminen onkin yksinkertaisempaa ja nopeampaa. Esimerkiksi tuulivoimarakentamisen suurimmat riskit liittyvätkin maa-alueeseen, sen hankintaan, luvitukseen sekä tuulisuuteen. Luvitusprosessiin liittyvistä riskeistä löytyy esimerkkejä viime ajoilta myös Suomesta. Tuulivoimarakentaminen on maassa uuden tukipolitiikan myötä lähtenyt vauhtiin vasta äskettäin ja käytäntöjen kehittymättömyydestä johtuen hankkeet kohtaavat vielä monia ongelmia ja hidasteita luvitusprosessin aikana. Tuulivoiman ympäristövaikutukset, kuten melu, välke tai muutokset maisemassa ovat herättäneet paikallista vastustusta, vaikka hanke olisikin suunniteltu rakennettaviksi annettujen ohjeiden mukaisesti. Valitustapauksissa valitukset on huomioitava ja käsiteltävä, mikä viivästyttää lupien saantia. Rakennuslupan saamisen pitkittyminen viivästyttää koko hanketta. Ongelman ydin on juuri siinä, että tuulivoimaan liittyvät hyödyt ovat valtakunnallisia, mutta haittavaikutukset paikallisia. Maa-alueen hankintavaiheessa riskinä on myös, että alueelta löytyy sellaisia eliöitä tai niiden pesimisalueita, joiden takia rakentaminen ei ole sallittua. Myös vaikutukset lentoliikenteeseen sekä tutkajärjestelmiin voivat rajoittaa rakentamista. Tällaisten riskien vaikutukset ovat suuria, mutta etukäteisselvitysten, perusteella rajoitettavissa pieneksi. Myös itse rakennuslupaprosessi edellyttää erilaisia selvityksiä, joiden perusteella riskejä voidaan minimoida. Luvitusprosessiin liittyy myös vahva poliittinen riski. Lupapäätökset ovat aina tapauskohtaisia ja tehdään maakunta- ja kuntatasolla monissa tapauksissa viitteellisten ohjeistusten perusteella, joten paikallisilla vaikuttajilla on merkittävästi valtaa vaikuttaa päätöksentekoon. Tämä voi johtaa lupien myöntämisen suhteen erilaisiin käytäntöihin eri alueilla. Luvitusvaiheessa projektiin on jo merkittävä määrä kehitystyöhön sitoutunutta pääomaa, joka hävitään jos hanke peruuntuu. Rakennusvaiheen riskien todennäköisyyden pienentämiseen ratkaisuna on huolellinen tiedonkeruu ja suunnittelu. [42, 111, 112]

Tuuli- ja aurinkoenergia ovat kriittisiä maa-alueen tuulisuusolosuhteiden ja auringon säteilyn suhteen. Tuulivoimatuotantoon liittyvä riski maa-aluehankinnassa on, että alue osoittautuukin heikkotuulisemmaksi kuin esiselvitysten perusteella arvioitiin. Tällöin energiantuotantomäärät jäävät suunniteltua alhaisemmiksi, mikä horjuttaa koko hankkeen kannattavuutta. Riskin vaikutus hankkeeseen on suuri. Riskin realisoitumisen todennäköisyys on kuitenkin vähäinen, sillä maa-alueella tehdään tuulimittauksia vähintään vuoden ajan, jotta tuuliolosuhteista saadaan hyvä kuva. Alueen tuuliolosuhteet voivat myös muuttua, esimerkiksi uuden rakennuskannan tai metsän kasvun myötä. Tämän riskin todennäköisyys on kuitenkin esiselvitysten ja suunnittelun myötä rajoitettavissa pieneksi. Aurinkosähkötuotantoon liittyy vastaavasti riski auringonpaisteesta. Mahdollisimman aurinkoinen paikka on tässäkin tapauksessa varmistettavissa mittauksin ja etukäteissuunnittelussa on myös varmistettava, ettei alueelle voi ilmaantua mitään, mikä varjostaisi paneelistoa.

Riski itse voimalan ja sen rakentamisen kustannuksista sekä kustannusten noususta liittyy kaikkiin voimalatyyppeihin. Rakentamiskustannukset voivat kasvaa, jos rakentaminen kyseiselle alueelle hankaloituu. Riskejä voivat olla muun muassa maaperän tyyppin aiheuttamat suuremmat perustuskustannukset, sijainnin aiheuttamat perustapausta suuremmat kuljetuskustannukset tai muut ympäröivän infrastruktuurin aiheuttamat lisäkustannukset. Näihin riskeihin varaudutaan niin ikään suunnittelulla. Riski perushankintakustannuksen suuruudesta on pieni, sillä investointipäätös tehdään vasta lähellä perushankintakustannuksen syntymistä, jolloin hankkeesta on saatavilla jo paljon tietoa.

6.3.2 Tuotantovaiheen riskit

Tuotantovaiheessa tuulivoima- ja aurinkosähkötuotanto ovat säiden armoilla. Kaikki tuuli- tai aurinkoenergiantuotannon maksimointiin liittyvä on tehtävä jo rakennusvaiheessa. Riskinä onkin tuolloin lähinnä jokin tilastollisiin todennäköisyyksiin perustuva riski jostakin mullistuksesta, joka voi suurestikin vaikuttaa tuotantoon. Riskinä on myös laitteiston vikaantuminen. Nämä riskit ovat sellaisia, joita vastaan voidaan varautua vakuutuksin.

Bioenergiaan sen sijaan liittyy tuotantovaiheessa suuri riski poltto- ja raaka-aineiden hankinnan toimivuudesta. Riski jakautuu useaan osaan, riskiin poltto- tai raaka-aineen saatavuudesta, laadusta, kuljetusetäisyydestä, kuljetus- ja käsittelykaluston saatavuudesta sekä siitä, millaisiksi porttimaksujen suuruudet tai polttoaineiden hinnat muodostuvat. Vaikeudet metsähakkeen tai puupolttoaineen saatavuudessa kasvattavat polttoaineen hankintasädetä; polttoainetta kuljetetaan yhä kauempaa. Kun energiatähteydeltään alhaiseen polttoaineeseen liittyvät kuljetuskustannukset nousevat, nousee nopeasti myös polttoaineen hinta. Saatavuusvaikeuksia voi syntyä, kun voimantuotantoa rakennetaan yhä enemmän ja polttoaineen kysyntä kasvaa. Biokaasutuotanto perustuu erittäin vahvasti porttimaksuista saataviin tuloihin. Riskinä toiminnassa on se, että tuen myötä biokaasuenergiantuottajien määrä merkittävästi kasvaa ja jätehuoltopalveluntarjoajia ilmaantuu markkinoille merkittävästi enemmän.

Tällöin on vaarassa, että porttimaksujen hinnat putoavat. Mikäli tilanne kiristyy edelleen, voidaan joutua tilanteeseen, ettei orgaanisen aineksen sivuvirtoja biokaasutuotantoon enää löydy ja ryhdytään maksamaan viljelykasvien tuotannosta. Sekä metsähakkeen ja puupolttoaineen että biokaasutuotannon raaka-aineiden hankinnan riskejä voidaan pienentää mahdollisimman pitkällä hankintasopimuksilla. Toki hankintasopimuksissakin on riskinsä; voihan olla että hinnat tulevat kehittymään päinvastaiseen suuntaan. Hankintasopimukset kuitenkin pienentävät poltto- ja raaka-ainehankinnan hintariskejä, kun ennusteena on, että hinnat tulevat kehittymään epäedulliseen suuntaan, metsähakkeen ja teollisuuden sivutuotepuun hinnat ylöspäin ja porttimaksut alaspäin. Hankintasopimus yhden suuren sivuvirtoja tuottavan toimijan kanssa takaisi suuren poltto- tai raaka-ainevolyymin puupolttoaine- ja biokaasuvoimaloille, mutta tällöin riskinä on riippuvuus yhdestä toimijasta. Riskiä voidaan hajauttaa hankkimalla poltto- ja raaka-ainetta useammalta toimijalta. Useiden eri raaka-aineiden hyödyntämisestä voi olla hyötyä biokaasutuotannon tapauksessa myös itse prosessille.

Tuotantovaiheessa sähkön hinta on tekijä joka vaikuttaa ratkaisevasti kaikkiin energiantuotantomuotoihin. Takuuhintaista tuotantotukea saavilta voimaloilta on kuitenkin poistettu riski sähkön hinnasta, joten sen ajan, kun ne ovat oikeutettuja tukea saamaan, ne ovat riippumattomia sähkön hinnan muutoksista. Suomen takuuhintainen tuotantotuki säilyttää kuitenkin markkinaehtoisuuden siltä osin, että tuottaja itse myy tuotantonsa markkinoille. Tällöin tuottajalla säilyy pieni riski siitä, että hänen markkinoille myymä sähkö onkin keskihinnaltaan markkinahinnan keskiarvoa alhaisempi. Tällöin tuottajan tuotantotuen myötä saama tuki ei yllä tukijärjestelmän mukaiseen tavoitehintaan. Riski on kuitenkin kohtuullisen pieni varsinkin niissä tapauksissa, kun tuottaja voi itse vaikuttaa tuotantonsa ajankohtaan. Tuotantomuodot, joille ei makseta tuotantotukea, kantavat riskin sähkön hinnan vaihtelusta. Tämä on tilanne esimerkiksi aurinkosähkön ja metsähakevoiman kohdalla. Aurinkosähkövoimalan tulot riippuvat täysin sähkön hinnasta. Myöskään metsähakevoiman saama tuki ei täysin takaa tasaisia tuloja sähkömarkkinoilta tavoitehintajärjestelmän tavoin.

Lämmön hintariski ja riski lämmön kysynnästä koskevat yhdistettyyn tuotantoon perustuvaa biokaasu-, metsähake- ja puupolttoainevoimantuotantoa. Suurin vaikutus lämmön myynnistä saatavilla tuloilla on metsähakevoimalan kannattavuuteen. Lämmön kysynnän puute ei vain laske lämmön hintaa vaan myös rajoittaa sähköntuotantoa. Tämä aiheutuu siitä, että yhteistuotantolaitos toimii siten, että sähköä tuotetaan lämmöntuotannon sivutuotteena. Näin ollen, jos lämmölle ei ole kysyntää, myöskään sähköä ei tuoteta ja tulovirrat sulkeutuvat yksi kerrallaan. Lähtökohta riskin minimoimisessa on voimalan rakentamisalueen lämpökuorman mahdollisimman tarkka selvittäminen ja voimalan suuruuden mitoittaminen alle lämmön kysynnän huipputehon. Niin sähkön kuin lämmönkin osalta hintoja voidaan suojata pitkäaikaisilla toimitussopimuksilla. Näin taataan energian hinta ja kysyntä pidemmäksi aikaa. [28]

Poliittinen riski on olemassa aina, kun tehdään pitkän takaisinmaksuajan investointipäätöksiä. Demokraattisessa yhteiskunnassa valta vaihtuu vähintäänkin

säännöllisin väliajoin tai joskus jopa useammin ja myös tilanteet ympäröivissä valtioissa voivat vaikuttaa päätöksentekoon. Poliittiset muutokset voivat myös johtaa poikkeustiloihin. Tällainen on pitkälle kehittyneissä teollisuusmaissa kuitenkin hyvin harvinaista. Merkittävästi suuremmat riskit liittyvätkin siihen, millaisia poliittisia päätöksiä tehdään. Kuten edellä esitetyistä tarkasteluista on jo käynyt ilmi, ovat valtion myöntämät tuet kantava voima uusiutuvan energiatuotannon investointien kannattavuuksien näkökulmasta. Näin ollen harjoitettavalla tukipolitiikalla ja sen johdonmukaisuudella on uusiutuvan energian kannalta ratkaiseva vaikutus. Investointien aikaansaaminen vaikeutuu ja rahoituksen hinta nousee, jollei voida luottaa siihen, että tuenta on sovittunlaista ja pitkäkestoista toimintaa, vaikka poliittinen tila muuttuisikin. Tuentaan liittykin suuri poliittinen riski. Koska uusiutuva energia on riippuvaista valtion tuista, on poliittisen riskin realisoitumisen vaikutus yleensä aina suuri ja myös sen todennäköisyys on kohtuullisen merkittävä. Esimerkkinä poliittisen riskin realisoitumisesta on hieman ennen tämän työn valmistumista, 11.10.2011 ilmoitettu uusiutuvan energian kiinteän sähköntuotannon tuen poistuminen käytöstä. Muutos koskettaa noin seitsemääkymmentä uusiutuvan energian tuotantolaitosta. Kiinteää tukea vielä vuoden 2011 ajan saavat noin 20 tuulivoimalaa, 10 pienvesivoimalaa, yksi biokaasulaitos sekä 40 metsähakevoimalaa. Vuodesta 2012 alkaen tukea ei enää makseta. Erityisen ongelmallisen tilanteesta tekee se, että esimerkiksi useat tuulivoimalat olisivat voineet maksamalla takaisin saamansa investointituen päästä mukaan tuotantotukijärjestelmään, mutta valitsivat sen sijaan kiinteän tuotantotuen tietämättä, että tuen saanti tultaisiin heiltä eväämään lähiaikoina. Toimenpiteen on ilmoitettu olevan osa hallitusohjelmassa sovittua uusiutuvan energian tuennan 25 miljoonan euron vuosittaista säästöä. Kiinteiden tukien poistamisella säästetään 2013 lähtien 4,5 miljoonaa euroa vuosittain. [113]

Tuotannonaikaisia, kaikkiin tuotantomuotoihin liittyviä riskejä ovat rahoitusriskit. Rahoituskustannusten kehittyminen investoinnin aikana on huomioitava myös investointipäätöstä tehtäessä. Reaalikoron suuruus vaikuttaa eniten investointivaltaisten investointien kannattavuuteen. Reaalikorko riippuu nimelliskoron ja inflaation eli rahan arvon suuruuksista. Inflaation kasvu pienentää rahoituskustannuksia, mutta korkojen nousu kasvattaa niitä. Inflaation ja korkotason muutokset riippuvat taloustilanteesta. Laskusuhdanteen aikana epävarmuus markkinoilla lisääntyy, jolloin korkoihin kohdistuu nousupaineita. Noususuhdanteen aikana tilanne on päinvastainen. Noususuhdanteen aikana markkinoiden ylikuumentuessa inflaatio kiihtyy. Yleinen korkotaso määräytyy markkinoilla kysynnän ja tarjonnan mukaan. Pankit myöntävät lainaa yleiseen korkotasoon perustuen, mutta lainarahan suuruuteen vaikuttaa myös rahoituslaitoksen näkemys investoinnin riskitasosta. Pitkäaikaisiin korkoihin voivat vaikuttaa myös käsitykset inflaation tulevasta kehityksestä. [61]

6.3.3 Riskit irtautumisvaiheessa

Investoinnista irtautumisvaiheessa olennaisin kysymys liittyy voimalan jälleenmyyntiarvoon. Jälleenmyyntiarvoon vaikuttavat laitoksesta ensisijaisesti kiinnostuneiden ostajien määrä sekä tämän jälkeen laitoksen ennakoitavissa oleva tulevien tuottojen määrä.

Ostajien määrään vaikuttaa yleinen taloustilanne. Jälleenmyyntiarvon määräytymisessä laitteiston hinta ei ole relevantti, vaan jälleenmyyntiarvoon vaikuttaa arvioitujen tulevien kassavirtojen arvo. Jälleenmyyntiarvossa tulee huomioida käyttö- ja kunnossapitokustannusten sekä rahoituskustannusten suuruus tulevaisuudessa. Tämän lisäksi on arvioitava, kuinka suuriksi tulot tulevaisuudessa muodostuvat. Tulevan kassavirran arvioiminen sisältää lukuisia epävarmuuksia. Käyttö- ja kunnossapitokustannusten suuruus riippuu siitä, kuinka jo pitkään käytetyt laitteet säilyvät ja millä tavalla käyttö- ja kunnossapitopalveluiden hinnat kehittyvät. Rahoituskustannuksiin liittyen joudutaan pohtimaan esimerkiksi tulevaisuuden korkotasoa ja tuloihin liittyen energian hintoja sekä mahdollista tuentaa. On myös arvioitava, millaisen tuoton ostaja tekemälleen investoinnille mitoittaa. [42]

6.3.4 Uusiutuvan energian investointien houkuttelevuus

Investoinnin houkuttelevuus määräytyy hyvin pitkälti sen mukaan, millainen on investoinnin riskitaso suhteessa tuotto-odotuksiin. Riskitaso riippuu edellä mainituista tekijöistä, kuten laitosten, poltto- tai raaka-aineiden sekä energian hinnoista, laitosten luotettavuuksista sekä primäärienergiansaannista. Uusiutuvan energian houkuttelevuuteen vaikuttaakin erittäin edullisesti takuuhintainen tuotantotukijärjestelmä. Se poistaa samalla riskejä sekä kasvattaa investointien tuotto-odotuksia, sillä takuuhinta on tällä hetkellä selvästi energian hintaa korkeampi.

Riskien ja tuotto-odotusten lisäksi uusiutuvan energian investointipäätöksiin vaikuttavat imagotekijät. Uusiutuvan energian lisääminen on koettu tärkeäksi toiminnaksi ja se on muodostunut jopa trendiksi. Uusiutuvaan energiaan investoiva taho koetaan arvomaailmaltaan hyväksi ja toiminta voi heijastaa tahon edelläkävijyyttä. Uusiutuvan energian houkuttelevuus perustuu ympäristöystävällisyyden lisäksi siihen, että se on kotimaista energiantuotantoa. Uusiutuvan energian rakentaminen kasvattaa maamme energiantuotannon omavaraisuusastetta ja luo työpaikkoja uusiutuvan energian alalla. Tuulivoima- ja aurinkoenergiainvestointien vetovoimaisuus liittyvät niiden ”ilmaiseen” ja ehtymättömään energialähteeseen. Prosessit ovat luonnollisia ja jatkuvia. Biomassavoimaloiden houkuttelevuus perustuu siihen, että voimalat ovat perinteistä teknologiaa, jonka luotettavuus on korkealla tasolla. Metsäisessä maassa biomassan saatavuus on lisäksi hyvä. Biokaasun etuna voidaan nähdä se, että prosessi tarjoaa pelkän uusiutuvan energiantuotannon sijaan kokonaisvaltaisemman ratkaisun; ympäristöystävällisemmän keinon käsitellä jätteitä. Tämän myötä kasvihuonekaasupäästöt vähenevät. Lisäksi prosessiin tuodut ravinteet on mahdollista palauttaa takaisin luontoon luonnonmukaisina lannoitteina.

7 YHTEENVETO

Uusiutuvan energian tuotantokapasiteetin lisääminen edellyttää sitä, että löytyy tahoja, jotka ovat valmiita investoimaan uusiutuvan energian rakentamiseen. Investointeja syntyy, jos uusiutuva energia on riittävän kannattavaa ja houkuttelevaa. Diplomityön tavoitteena oli koota tietoa yleisimmistä ja kasvupotentiaaliltaan suurimmista uusiutuvan energian tuotantomuodoista ja yhdistää niihin liittyvä tekninen ajattelu taloudelliseen viitekehykseen, mikä on tarpeen, sillä talouden lainalaisuudet koskevat myös uusiutuvan energian investointeja. Tarkoituksena oli selvittää, millaiset tekijät tuotantomuotojen kannattavuuksiin vaikuttavat ja millä tavalla. Työssä tutkittiin myös tuotantomuotoihin liittyviä riskejä. Uusiutuvan energian lisärakentaminen on Suomessa vähitellen lähdössä kiihtyvään kasvuun ja uutta, eri näkökulmista aihetta lähestyvää tutkimusta tarvitaan.

Työ perehtyi uusiutuvan energian tuotantomuodoista tuulivoimaan, aurinkoenergiaan sekä bioenergian saralla biomassan polttoon ja energiantuotantoon biokaasulla. Työn alkuosa esitteli tuotantomuotojen toimintaperiaatteita, niiden yleisyyttä Euroopan laajuudella sekä tulevaisuudennäkymiä. Työn alkupuolella tarkasteltiin myös uusiutuvan energian tärkeimmän toimintaympäristön, energiamarkkinoiden, toimintaa ja hintoihin vaikuttavia tekijöitä. Työssä tarkasteltiin myös uusiutuvan energian tuentaa ja sen merkitystä investointeihin. Työn loppuosa perehtyi taloudellisuustarkasteluihin. Näihin liittyen käytiin läpi myös investointilaskentateoriaa.

Diplomityön taloudellisuustarkasteluosuudessa tutkittiin esiteltyjä uusiutuvan energian tuotantomuotoja edustavia esimerkkitapauksia suomalaisessa toimintaympäristössä. Havaittiin, että tuulivoimatuotannon tulot muodostuvat sähkön myyntituloista sekä tuotannon saamasta tuotantotuesta lähes yhtä suurin osuuksin. Näiden maksimoimiseksi tuuliolosuhteiden on oltava mahdollisimman hyvät. Tuulivoimalan sisäinen korkokanta kasvaa merkittävästi huipunkäyttöajan kasvun myötä. Tuulivoiman kriittisimmäksi menestystekijäksi muodostuikin soveltuvan maa-alueen hankinta. Maa-alueen soveltuvuus riippuu tuuliolosuhteiden lisäksi siitä, voidaanko alueelle tuulivoimaa rakentaa ja kuinka kalliiksi rakentaminen maa-alueelle tarvittavan rakennustavan ja infrastruktuurin myötä tulee. Esimerkkitapauksen sisäinen korkokanta nousi kohtuullisen korkeaksi ja takaisinmaksuaika jäi alle kymmeneen vuoteen, joten tarkastelun perusteella tuulivoimainvestointi osoittautui kannattavaksi.

Aurinkosähkövoimalan tulot suomalaisessa toimintaympäristössä muodostuvat ainoastaan sähkön myyntituloista. Aurinkosähkötuotanto Suomen olosuhteissa jää pieneksi suhteessa aurinkosähkövoimalan kustannuksiin. Työssä aurinkosähkön

esimerkkitapauksen tuottaman sähkön omakustannushinnaksi saatiin 172 €/MWh. Ainoa aurinkosähkölle myönnettävä tuki on kertakorvauksena maksettava harkinnanvarainen investointituki. Aurinkosähkövoiman kannattavuuden edistämiseksi teknologian hintaa tulisi saada alaspäin ja tähän myös tutkimus tähtää. Lisäksi hyötysuhteen parantaminen edistäisi aurinkosähkön kannattavuutta, mutta tämän saavuttaminen on haasteellisempaa. Aurinkosähkön suurimittainen lisääminen Suomessa on tällä hetkellä mahdollista vain mittavan tuotantotuen turvin. Aurinkosähkötukin kasvataminen on edellyttänyt suurten tukien maksamista myös muissa Euroopan maissa.

Biomassavoiman esimerkkitapauksina tutkittiin metsähaketta polttavaa voimalaa sekä metsähakkeen lisäksi teollisuuden sivutuotepuuta polttavaa voimalaa, sillä voimaloille myönnettävät tuotantotuet ovat erilaisia. Molempien voimaloiden tulot muodostuvat pääasiassa sähkön myyntituloista. Toiseksi suurin tulolähde, lähes sähkön myynnin suuruinen, on lämmön myynti ja loput tuloista, noin 10 – 14 % kattaa tuotantotuki. Molempien voimaloiden toiminnan kriittisiksi tekijöiksi havaittiin polttoainehankinta ja polttoaineen hinta. Erityisen moniulotteiseksi polttoainehankinta muodostuu käytettäessä metsähaketta, sillä se on suoraan metsästä saatavaa energiapuuta, jonka hankintaan liittyvä logistinen kokonaisuus sisältää monia muuttujia, kuten korjuun, kuljetuksen ja haketuksen. Teollisuuden sivutuotepuuta saadaan teollisuuden sivuvirroista, jolloin sen ennustettavuus voi olla parempi, mutta riippuvuus kyseisen teollisuuden toiminnan jatkuvuudesta vahva. Metsähakkeen hinta on teollisuuden sivutuotepuun hinnan yläpuolella. Lisäksi metsähakevoimalan saama muuttuvahintainen sähkön tuotannon tuki on puupolttoainevoimalan saamaa takuuhintaista tuotantotukea pienempi. Näistä syistä esimerkkitarkastelussa metsähakevoimalainvestointi jäi kannattavuuden rajamaille. Metsähakkeen tuen todetaankin pyrkivän lisäämään erityisesti metsähakkeen yhteispolttoa suuremmissa voimalaitoksissa. Puupolttoainevoimalan sisäinen korkokanta sen sijaan nousi selvästi positiiviseksi. Voimalan takaisinmaksuajaksi saatiin noin kymmenen vuotta, joten näiden mittareiden perusteella investointi on kannattava, jos sisäinen korkokanta koetaan riittävän suureksi.

Työssä havaittiin biokaasuvoimalan tulonmuodostuksen poikkeavan merkittävästi muiden tarkasteltujen energiantuotantomuotojen tulonmuodostuksesta. Suurimman tulovirran biokaasuvoimalainvestoinnissa muodostavat voimalan raaka-aineiden vastaanottamisesta saamat porttimaksut. Tarkastellussa esimerkkitapauksessa porttimaksujen osuus oli 40 %, mutta tämä voi joidenkin laitosten kohdalla myös merkittävästi ylittyä. Toiseksi eniten tuloja biokaasuvoimala saa tuotantotuesta ja vasta kolmanneksi eniten sähkön myynnistä. Lämmön myynti kattaa tuloista vain kymmenesosan. Näiden lisäksi biokaasutuotannon mädätysjäännöksestä on tietyn ehdoin mahdollista valmistaa lannoitetta, jonka myynti johtaisi viidenteen tulovirtaan.

Biokaasuvoimantuotantoa tutkittaessa huomattiin, että biokaasutuotannon raaka-aineet vaikuttavat ratkaisevasti kaikkiin investoinnin tulovirtoihin. Eri raaka-aineista saatavien porttimaksujen suuruudet ovat merkittävästi eri suuruksia ja näin ollen

investoinnin suurin tulovirta, porttimaksutulot, riippuu siitä, mitä raaka-aineita prosessissa käytetään. Työssä havaittiin, että jo 20 %:n kasvu porttimaksujen suuruudessa saa investoinnin sisäisen korkokannan kaksinkertaistumaan ja porttimaksujen 20 % pienentyminen sisäisen korkokannan selvästi negatiiviseksi. Porttimaksujen suuruudet määräytyvät sen perusteella, kuinka paljon biokaasuvoimalan lähellä raaka-aineita syntyy ja kuinka paljon orgaanisen jätteen käsittelylle on tarvetta. Eri raaka-aineiden metaanintuottopotentiaalit ovat myös eri suuruisia. Täten ei raaka-aineita käyttämällä myös biokaasuvoimalan energiantuotantomäärä on erilainen.

Energiantuotantolaitokset ovat pääomavaltaisia investointeja, joten ominaisinvestoinnin muutoksilla on merkittävä vaikutus hankkeiden kannattavuuksiin. Vaikutus huomattiin myös tämän työn esimerkkitarkasteluissa. Tuulivoiman kannattavuuteen ominaisinvestointikustannuksen muutokset vaikuttivat laskentojen perustella eniten. Sisäinen korkokanta muodostui 43 prosenttiyksikköä suuremmaksi kun investointikustannukset pienenevät miljoonalla asennettua megawattia kohden. Huomattiin myös, että ominaisinvestointikustannuksen vaikutus sisäiseen korkokantaan on sitä suurempi, mitä pienemmäksi ominaisinvestointikustannus tulee. Tästä syystä esimerkiksi aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korkokanta oli vain noin 11 prosenttiyksikköä suurempi ominaisinvestointikustannusten pienentyessä arvosta 3,5 M€/MW arvoon 2,5 M€/MW, sillä ominaisinvestoinnin lähtötaso oli korkea.

Uusiutuvan energiantuotannon riskit jaettiin kolmeen kategoriaan, rakennusvaiheen, tuotantovaiheen sekä investoinnista irtautumisvaiheen riskeihin. Havaittiin, että rakennusvaiheessa tuotantomuotoja yhdistävät samankaltaiset riskit rakennusprojektin aikatauluun ja kustannuksiin liittyen. Aurinko- ja tuulivoimarakentamisen suurimmat riskit liittyvät rakentamisalueeseen, kun taas biomass- ja biokaasuvoimaloiden suurimpana haasteena on monimutkaisen kokonaisuuden hallinta. Etenkään biokaasulaitosrakentamisesta ei Suomessa ole vielä paljon kokemusta ja valmiit konseptit puuttuvat markkinoiden kehittymättömyydestä johtuen. Tuotantovaiheessa biomass- ja biokaasuvoimaloiden suurin riski liittyy poltto- tai raaka-ainehankintaan. Lisäksi, jos voimalat ovat yhteistuotantolaitoksia, liittyy niihin myös riski lämmön kysynnästä. Takuuhintainen tuotantotukijärjestelmä poistaa energiantuotantolaitokselta riskin sähkön hinnasta. Aurinkosähkö- ja metsähakevoimalat eivät takuuhintaista tuotantotukea kuitenkaan saa, joten ne joutuvat riskin kantamaan. Havaittiin, että tukia saavat voimalat joutuvat kantamaan tuen jatkuvuuteen ja muuttumattomuuteen liittyen poliittisen riskin. Lisäksi havaittiin, että kaikkien investointien kannattavuuksiin vaikuttaa merkittävästi rahoituksen hinta. Riski yleisen taloustilanteen, ja tämän johdosta myös rahoituksen hinnan kehityksestä, liittyy kaikkiin tutkittuihin energiantuotantomuotoihin vahvasti, sillä energiantuotantolaitosinvestoinnit ovat pääomavaltaisia. Investoinnista irtautumisvaiheessa riskit liittyvät ostajan löytymiseen ja jälleenarvon määrittämiseen.

Havaittiin, että jokaisesta tarkastellusta uusiutuvan energian investoinnista on löydettävissä myös omat, taloudelliseen kannattavuuteen liittymättömät erinomaisuutensa, jotka tekevät niistä houkuttelevia energiantuotantomuotoja.

LÄHTEET

- [1] Key figures. European commission Market Observatory for Energy. Directorate-General for Energy. 2011. [Verkkajulkaisu] [Viitattu: 17.11.2011.]
Saataavissa: http://ec.europa.eu/energy/observatory/eu_27_info/doc/key_figures.pdf
- [2] Moccia, J. & Wilkes, J. Wind in power – 2010 European statistics. 2011. European Wind Energy Association. 11 p. [Verkkodokumentti] [Viitattu 15.6.2011]
Saataavissa: http://ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2010.pdf
- [3] The State of Renewable Energies in Europe – 10th EurObserv'ER Report. Paris 2010. Observ'ER. 200 p. [Verkkodokumentti] [Viitattu: 10.6.2010]
<http://www.eurobserv-er.org/pdf/barobilan10.pdf>
- [4] Eurostat. Energy database. European Commission. [Verkkotietokanta] [Viitattu 15.6.2011]
Saataavissa: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>
- [5] International Energy Agency, Organization for Economic Cooperation and Development. Clean energy progress report – IEA input to the Clean energy ministerial. 2011. 67p. [Verkkodokumentti] [Viitattu 24.5.2011]
Saataavissa: http://www.iea.org/papers/2011/CEM_Progress_Report.pdf
- [6] Twidell, J. & Weir, T. Renewable energy sources. 2nd edition. Oxon, United Kingdom 2006. Taylor & Francis. 601 p.
- [7] Patel, Mukund R., Wind and Solar Power Systems – Design, Analysis and Operation. Boca Raton FL, USA 2006. Taylor & Francis Group, LLC.. 431 p.
- [8] Mäkinen, A. Tuulivoimajärjestelmän simulointi RTDS/dSPACE –ympäristössä. Diplomityö. Tampere 2007. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma. 91 s.
- [9] Jha, A.R. Wind turbine technology. Boca Raton, Florida 2011. Taylor and Francis Group, LLC. 261 p.
- [10] World Nuclear Association. [Verkkosivu] [Viitattu 2.8.2011]
Saataavissa: <http://www.world-nuclear.org/info/inf76.html>
- [11] Holttinen, H. & Stenberg A. Tuulivoiman tuotantotilastot. Vuosiraportti 2010. VTT 2011. VTT Working papers 178. 46 s. + liitt. 5 s. [Verkkodokumentti] [Viitattu 23.9.2011]
Saataavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2011/W178.pdf>
- [12] Mäkinen, A. Tuulivoimaloiden verkostovaikutukset. Kurssin Hajautetun sähköntuotannon verkostovaikutukset kurssimateriaalia. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähköenergiatekniikan laitos. Tampere 2010. 20 s.
- [13] Larsson, Å. The Power Quality of Wind Turbines. Thesis for the degree of doctor of philosophy. Chalmers university of technology. Sweden 2000. [Verkkajulkaisu] [Viitattu 30.11.2011]
Saataavissa: <http://webfiles.portal.chalmers.se/et/PhD/LarssonAkePhD.pdf>
- [14] Vapo Oy. Kuvapankki. [Verkkosivu] [Viitattu 2.12.2011]
Saataavissa: <http://www.vapo.fi/fin/palvelut/viestintapalvelut/kuvapankki/?id=108&selClass=64>
- [15] Laaksonen, H. & Repo, S. Tuulivoimateknologia sähkönjakeluverkoissa. Raportti 1-2003. Tampereen teknillinen yliopisto, Sähkövoimatekniikka. Tampere 2003. 88 s. [Verkkodokumentti] [Viitattu 21.11.2011]
Saataavissa: <http://webhotel2.tut.fi/units/set/raportteja/dg/westwind/raportti1-2003.pdf>
- [16] Technology roadmap, Solar photovoltaic energy. Organisation for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency 2010.

- 42 p. [Verkkodokumentti] [Viitattu 23.9.2011]
 Saatavissa: http://www.iea.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf
- [17] Freedman, R.A. & Young, H.D. University Physics. 10th edition. USA & Canada 2000. Addison Wesley Longman, Inc. 1513 p.
- [18] Korpela, A. SMG-4450 Aurinkosähkö. Tampereen teknillinen yliopisto, Elektroniikan laitos. Luentokalvoja 2011.
- [19] Keskinen, J. Sähköenergian tuotantoon soveltuvat aurinkokennoteknologiat ja niiden kehittyminen. Diplomityö. Tampere 2010. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma. 136 s.
- [20] European commission. Joint research center. Photovoltaic geographical information system. [Verkkotietokanta] [Viitattu 24.8.2011]
 Saatavissa: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>
- [21] Solar generation 6. Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World 2011. EPIA. Greenpeace. 98 p. [Verkkodokumentti] [Viitattu 25.11.2011]
 Saatavissa: <http://www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/climate/2011/Final%20SolarGeneration%20VI%20full%20report%20lr.pdf>
- [22] Solarbuzz. Solar Market Research and Analysis. [Verkkosivu] [Viitattu 24.8.2011]
 Saatavissa: <http://www.solarbuzz.com/going-solar/understanding/technologies>
- [23] Jha, A.R. Solar cell technology and applications. Boca Raton, Florida 2010. Taylor and Francis Group, LLC. 272p.
- [24] Opam solar. Kotimaiset aurinkoenergiatuotteet. [Verkkosivusto] [Viitattu 15.9.2011]
 Saatavissa: <http://www.kilowatti.com/index.php>
- [25] ABB Oy. Lehdistötiedote. [Verkkajulkaisu] [Viitattu 2.12.2011]
 Saatavissa: <http://www.abb.fi/cawp/seitp202/7574a46a60db78a5c1257743003f82d5.aspx>
- [26] Technology Roadmap, Concentrating Solar Power. Organisation for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency 2010. 45 p. [Verkkodokumentti] [21.11.2011]
 Saatavissa: http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf
- [27] Alakangas, E. Mistä puhutaan, kun puhutaan bioenergiasta? VTT:n erikoistutkijan esitys. 2006. [Verkkajulkaisu] [Viitattu 25.5.2011]
 Saatavissa: <http://www.e2.fi/fi/julkaisut-ja-aineistot/erikoistutkija-eija-alakankaan-alustus-energiavallan-aika-seminaarissa-29112006/>
- [28] Kirvelä, K., Raiko, R. ENER-8100 Energiatekniikan perusteet. Luentomoniste. Tampere 2006. Tampereen teknillinen yliopisto. Ympäristötekniikan osasto. Energia- ja prosessitekniikka. 174 s. + liitt. 28 s.
- [29] MW Power. Lehdistötiedote [Verkkajulkaisu] [Viitattu: 2.12.2011]
 Saatavissa: http://www.mwpower.fi/mwpower/fi/mwpower_news_FI.nsf/WebWID/WTB-110810-22576-F8AEC?OpenDocument
- [30] Schmack Biogas GmbH. [Verkkosivu] [Viitattu: 2.12.2011]
 Saatavissa: http://schmack-biogas.viessmann.com/sb/en_uk/Technologie/Standardisierte_Anlagensysteme/euco_anlagensystem.html
- [31] Motiva. [Verkkosivu] [Viitattu 25.5.2011]
 Saatavissa: http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/bioenergia/peltoenergia
- [32] Bioenergia.fi – verkkopalvelu. Palvelun tuottaa Maa- ja metsätalousministeriölle Metsätalouden kehittämiskeskus Tapio, Pro Agria Keskusten liitto sekä TTS tutkimus. [Verkkosivu] [Viitattu 1.6.2011]
 Saatavissa: http://www.bioenergia.fi/default/www/etusivu/tietoa_bioenergiasta/

- [33] Aho, J., Hietamäki E., Hyytiä, H. & Jalovaara, J., Paras käytettävissä oleva tekniikka (BAT) 5-50 MW:n polttolaitoksissa Suomessa. Helsinki, 2003. Suomen ympäristökeskus, Suomen ympäristö 649. 126 s.
- [34] Bergman, J., Karhumäki, T., Keikko, T., Komulainen R., Kassi, T., Lankila M., Lehtinen, H., Partanen, J., Poikonen, P., Rinne, P., Valkealahti, S., Ventä, O., & Wahlström, B. Teknologiaohjelma DENSY – Hajautetun energiantuotannon tulevaisuusskenaariot ja vaikutukset toimintamalleihin. Lappeenranta 2006. Digipaino. 139 s.
- [35] Flyktman, M., Helynen, S., Mäkinen, T., Sipilä, K., & Vesterinen, P. Bioenergian mahdollisuudet kasvihuonekaasupäästöjen vähentämisessä. VTT Tiedotteita – Research Notes 2145. 2002. 110 s. + liitt. 2 s.
- [36] Biokaasuyhdistys. [Verkkosivu] [Viitattu 24.5.2011]
Saataavissa: http://www.biokaasuyhdistys.net/index.php?option=com_content&view=section&layout=blog&id=6&Itemid=53
- [37] Gasum. [Verkkosivu] [Viitattu 24.5.2011]
Saataavissa: <http://www.gasum.fi/tuotteet/biokaasu/Sivut/default.aspx>
- [38] Lehtomäki A., Luostarinen, S., Paavola, T., & Rintala, J. Biokaasusta energiaa maatalouteen – Raaka-aineet, teknologiat ja lopputuotteet. Jyväskylä 2007. Jyväskylän yliopiston bio- ja ympäristötieteiden laitoksen julkaisuja 85. 64 s.
- [39] Finnish Consulting Group. Biojätteen mädätyslaitos. Hankesuunnitelma. Helsinki 2010. Helsingin Seudun Ympäristöpalvelut –kuntayhtymä. Jätehuolto. 17 s. [Verkkodokumentti] [Viitattu 16.8.2011]
Saataavissa: <http://dsjulkaisu.tjhosting.com/~hsy01/kokous/2010237-3-31503.PDF>
- [40] Braun, R. & Welling, A. Potential of co-digestion. International Energy Agency Bioenergy. Task 37 – Energy from biogas and landfill gas 2003. 15 p. [Verkkodokumentti] [Viitattu 23.9.2011]
Saataavissa: http://www.iea-biogas.net/_download/publi-task37/Potential%20of%20Codigestion%20short%20Brosch221203.pdf
- [41] Latvala, M. Biokaasun tuotanto suomalaisessa toimintaympäristössä. Paras käytettävissä oleva tekniikka (BAT). Suomen ympäristökeskus. Suomen ympäristö 24/2009. Helsinki 2009. 114 s. [Verkkodokumentti] [Viitattu 16.8.2011]
Saataavissa: <http://www.ymparisto.fi/download.asp?contentid=106756&lan=fi>
- [42] Fareed, Taamir, DI. Energia-asiantuntija, Taaleritehdas Oy. Keskustelut syksyllä 2011.
- [43] Kaukolämmön asema Suomen energiajärjestelmässä tulevaisuudessa. Vantaa 2011. Pöyry Management Consulting Oy:n loppuraportti Työ- ja elinkeinoministeriölle ja Energiateollisuus ry:lle. 55 s. + liitt. 3 s. [Verkkodokumentti] [Viitattu 25.11.2011]
Saataavissa: <http://www2.energia.fi/kaukolampo/KLAsemaLoppuraportti52A14971.pdf>
- [44] Nord Pool Spot. System price. Elspot prices at Nord Pool Spot. [Verkkotietokanta] [Viitattu 9.9.2011.]
Saataavissa: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Elspot-System-price-curves/Elspot-System-price-curve/>
- [45] Nord Pool Spot. Exchange information No. 05/2011 – Highest volume ever for Nord Pool Spot. [Verkkójulkaisu]
Saataavissa: <http://www.nordpoolspot.com/Message-center-container/Exchange-list/Exchange-information/No-052011--Highest-volume-ever-for-Nord-Pool-Spot/?year=2011&month=1>
- [46] Partanen, J., Viljainen, S., Lassila, J., Honkapuro, S. Tahvanainen, K. Karjalainen, R., Annala, S. Makkonen, M. Sähkömarkkinat – opetusmoniste. Lappeenranta teknillinen yliopisto, sähkötekniikan osasto, 2008.

- [47] Energiategollisuus. Tukkumarkkinat. [Verkkosivu] [Viitattu 31.10.2011]
Saataavissa: <http://www.energia.fi/sahkomarkkinat/tukkumarkkinat>
- [48] Nord Pool Spot. Nordic production split 2004-2010. [Verkkodokumentti] [Viitattu: 25.11.2011]
Saataavissa: http://npspot.com/Global/Download%20Center/nordic-power-market/Nordic-production-split_2004-2010.pdf
- [49] Nord pool spot. Nordic production split 2004-2010. [Verkojulkaisu] [Viitattu: 25.11.2011]
Saataavissa: http://npspot.com/Global/Download%20Center/nordic-power-market/Nordic-production-split_2004-2010.pdf
- [50] Nord pool Spot. Hydro reservoir. [Verkkotietokanta] [Viitattu: 25.11.2011]
Saataavissa: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Power-system-data/Hydro-Reservoir/Hydro-Reservoir/ALL/Hourly/>,
- [51] Suur-Savon sähkö Oy. Sähkön hinta. [Verkkosivu] [Viitattu 25.11.2011]
Saataavissa: <http://www.ssoy.fi/Sivu/2027>
- [52] Työ- ja elinkeinoministeriö [Verkkosivu] [Viitattu 6.6.2011]
Saataavissa: <http://www.tem.fi/index.phtml?s=3403>
- [53] Energiamarkkinavirasto. Päästökauppa. [Verkkosivu] [Viitattu 27.11.2011]
Saataavissa: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/select.asp?gid=172&pgid=172>
- [54] Kekkonen, V. & Koreneff, G. Euroopan yhdyntävät sähkömarkkinat ja markkinahinnan muodostuminen Suomen näkökulmasta. Espoo 2009. VTT. 80 s. [Verkkodokumentti]
[Viitattu 25.11.2011]
Saataavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2009/W120.pdf>
- [55] International Energy Agency, Energy Balance for Germany [Verkkosivu] [Viitattu 6.6.2011]
Saataavissa: http://www.iea.org/stats/balancetable.asp?COUNTRY_CODE=DE
- [56] Suomen virallinen tilasto (SVT): Energiankulutus [Verkkotietokanta].
ISSN=1798-6842. 2009. Helsinki: Tilastokeskus. [Viitattu: 15.8.2011]
Saataavissa: http://www.stat.fi/til/ekul/2009/ekul_2009_2010-12-10_tie_001_fi.html.
- [57] Energiategollisuus ry. Kaukolämpötilasto 2009. Energiategollisuus ry 2010. 59 s. [Verkkodokumentti]
[Viitattu 16.8.2011]
Saataavissa: http://www.energia.fi/sites/default/files/kaukolampotilasto_2009_pdf_web.pdf
- [58] Energiategollisuus ry. Kaukolämpö 2009 graafeina. [Verkkodokumentti] [Viitattu 16.8.2011]
Saataavissa: <http://www.energia.fi/kalvosarjat/energiavuosi-2009-kaukolampo>
- [59] Bouillé, A., Busch, S., Gazzo, A., Gousseland, P., Held, A., Henriët, M., De Jager, D., Koper, M., Klessmann, C., Panzer, C., Ragwitz, M., Resch, G., Roulleau, T., Stricker, E., De Visser, E., Winkel, T. Financing Renewable Energy in the European Energy Market. The Netherlands 2011. Ecofys by order of European Commission, DG Energy. Final Report. 264 p. [Verkkodokumentti]
[Viitattu 22.6.2011]
Saataavissa: http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2011_financing_renewable.pdf
- [60] UpWind - Design limits and solutions for very large wind turbines. European wind energy association 2011. 103 p. [Verkkodokumentti] [Viitattu 21.11.2011]
Saataavissa: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/upwind/21895_UpWind_Report_low_web.pdf
- [61] Kivistö, A. & Tarjanne, R. Sähkön tuotantokustannusvertailu. Lappeenranta 2008. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Teknillinen tiedekunta, Energia- ja ympäristötekniikan osasto. Tutkimusraportti B-175. 24 s. [Verkkodokumentti] [Viitattu 25.11.2011]
Saataavissa: <https://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/38219/isbn9789522145444.pdf>

[62] Hagqvist, Olli, Tekn. kand. Energia-asiantuntija. Taaleritehdas Oy. Ylistönmäentie 31. Haastattelu. 2.8.2011.

[63] Ehdotus tuulivoiman syöttötariffiksi. Syöttötariffiryhmän väliraportti. Helsinki 2009. [Verkkodokumentti] [Viitattu 16.8.2011]
Saataavissa: http://www.tem.fi/files/24646/Sy_tt_tariffiryhm_n_v_liraportti_liite_1.pdf

[64] Nord Pool Spot. Market data. System price. [Verkkotietokanta] [Viitattu 23.11.2011]
Saataavissa: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/>
<http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/>

[65] Energimyndigheten. [Verkkosivu] [Viitattu 26.7.2011]
Saataavissa: <http://www.energimyndigheten.se/elcertifikat>

[66] Wind Power Barometer. EurObserv'ER (L'Observatoire des energies renouvelables). 80 p. [Verkkodokumentti] [Viitattu 10.6.2011]
Saataavissa: <http://www.eurobserv-er.org/pdf/baro201.pdf>

[67] Asociación Empresarial Eólica (AEE). Wind power observatory 2011. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 22.8.2011]
Saataavissa: http://www.aeeolica.org/uploads/documents/Observatorio%20Eolico%202011%20ingles_baja.pdf?phpMyAdmin=nkH26XnGN7Ws3Rn1f-QjR33eVc7

[68] Dragan, M., Gruet R., Moccia, J., Radvilaitė, V., Scola, J., Wilczek P., & Wilkes, J. EU Energy Policy to 2050. Achieving 80-95 % emissions reductions. 2011. European Wind Energy Association. 67 p. [Verkkodokumentti] [Viitattu 25.11.2011]
Saataavissa: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/EWEA_EU_Energy_Policy_to_2050.pdf

[69] Rose, C. European wind power growth slowed by financing squeeze. Wind directions. Volume 30/No2. March 2011. p 6. [Verkkolehti] [Viitattu 16.8.2011]
Saataavissa: <http://www.ewea.org/index.php?id=58>

[70] Awerbuch, S. Khron, S., & Morthorst, P. The Economics of Wind Energy. European Wind Energy association, 2009. 155 p. [Verkkodokumentti] [Viitattu 15.6.2011]
Saataavissa: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy_March_2009_.pdf

[71] Renewables – made in Germany. Federal Ministry of Economics and Technology & German Energy Agency. [Verkkosivusto] [Viitattu: 1.9.2011]
Saataavissa: <http://www.renewables-made-in-germany.com/en/renewables-made-in-germany-start/bio-energy/biogas/overview.html>

[72] Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (Germany). RES LEGAL – Website on legislation on renewable energy generation. [Verkkosivusto] [Viitattu 29.11.2011]
Saataavissa: <http://www.res-legal.de/index.php?id=1&L=1>

[73] European Environment Agency's European Topic Centre for Air and Climate Change. Europe's onshore and offshore wind energy potential - An assessment of environmental and economic constraints. Copenhagen 2009. EEA. EEA Technical report No 6/2009. 85 p. [Verkkodokumentti] [Viitattu 25.11.2011]
Saataavissa: <http://www.eea.europa.eu/publications/europes-onshore-and-offshore-wind-energy-potential>

[74] Suomen tuuliatlas. Tuulen keskinopeuskartat. [Verkkotietokanta] [Viitattu 31.8.2011]
Saataavissa: <http://www.tuuliatlas.fi/nopeus>

[75] L 1.1.2011, osittain 25.3.2011/1396 Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta. [Verkkotietokanta] [Viitattu 25.11.2011]
Saataavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2010/20101396>

[76] Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategia. Valtioneuvoston selonteko eduskunnalle 6.11.2008. 105s. + liitt. 24s.

[77] A 1.1.2011/1397 Valtioneuvoston asetus uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta. [Verkkotietokanta] [Viitattu 25.11.2011]
Saataavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2010/20101397>

[78] Ciesielska, J. Concas, G., Despotou, E., Fontaine, B., Garbe, K., Latour M., Lenoir S., Masson G., Montoro D. F., Roesch, A., Sweerts S., Vanbuggenhout P. & Varga, S. Global market outlook for photovoltaics until 2015. Brussels 2011. European Photovoltaic Industry Association. 42 p.

[79] Korpela, Aki. TkT. Lehtori, Tampereen teknillinen yliopisto. Sähköpostiviestittely 27.9.2011.

[80] Annual statistical report on the contribution of biomass to the energy system in the EU27. European biomass association (AEBIOM). Bryssel 2011. 101 p.

[81] Biogas Barometer. EurObserv'ER (L'Observatoire des énergies renouvelables) 119 p. [Verkkodokumentti] [Viitattu 2.12.2011]
Saataavissa: <http://www.eurobserv-er.org/pdf/baro200b.pdf>

[82] Metsäntutkimuslaitos. Metsätilastollinen vuosikirja 2010. Toimittanut Esa Ylitalo. Sastamala 2010. Vammalan kirjapaino Oy. 470 p.

[83] Suomen virallinen tilasto (SVT): Energiankulutus [Verkkotietokanta] [Viitattu: 5.8.2011]. ISSN=1798-6842. 2009, Liitekuvio 1. Energian kokonaiskulutus 2009. Helsinki: Tilastokeskus
Saataavissa: http://www.stat.fi/til/ekul/2009/ekul_2009_2010-12-10_kuv_001_fi.html.

[84] Motiva. [Verkkosivu] [Viitattu 5.8.2011]
Saataavissa: http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/uusiutuvan_energian_kaytto_suomessa

[85] Huttunen, M.J., Kuittinen, V. & Leinonen, S. Suomen biokaasulaitosrekisteri. University of Eastern Finland. Joensuu 2010. 37 s. [Verkkodokumentti] [Viitattu 9.8.2011]
Saataavissa: <http://www.biokaasuyhdistys.net/images/stories/pdf/biokaasulaitosrekisteri13.pdf>

[86] Leinonen, A. Energiapuun käyttö vuonna 2020 ja metsähakkeen hankinnan kehitystarpeet. Energiapuuska-esittelytilaisuus. Tampere ja Helsinki 2011. [Verkkojulkaisu] [Viitattu: 15.8.2011]
Saataavissa: http://www.tekes.fi/fi/gateway/PTARGS_0_201_368_861_1845_43/http%3B/tekes-ali1%3B7087/publishedcontent/publish/fi_content/campaigns/puuska/energiapuuska/k%C3%A4ytt%C3%B6_ja_kehitystarpeet_vtt_leinonen.pdf

[87] Metsäteho. [Verkkosivu] [Viitattu: 16.8.2011]
Saataavissa: <http://www.metsateho.fi/tiedotteet/tiedote?id=17540631&year=2010>

[88] Lehtomäki, A. Biogas in Finland – Situation report. IEA Bioenergy task 37 – Energy from Biogas and Landfill Gas. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 25.11.2011]
Saataavissa: http://www.iea-biogas.net/_download/publications/country-reports/april2011/Finland_Country_Report.pdf

[89] Leppiniemi, J. Yritysrahoitus. Viimeisin päivitys 2.11.2011. Yritysonline 2011. WSOYpro Oy.

[90] Neilimo, K., Uusi-Rauva, E. Johdon laskentatoimi. 6.-9. painos. Helsinki 2009. Edita Prima Oy. 366 s.

[91] Kärri, T. & Uusi-Rauva, E. Investointiprojektin kustannussuunnittelun perusteet. 2. uudistettu painos. Lappeenranta 2003. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, tuotantotalouden osasto. 76 s.

- [92] Kallunki, J. Lausunto oman pääoman kustannuksen kohtuullisesta tasosta. 2004. Oulun yliopisto. Laskentatoimen ja rahoituksen laitos. 13 s. [Verkkodokumentti] [Viitattu 25.11.2011]
Saataavissa: http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/EMV_lausunto_Kallunki_20010115.pdf
- [93] Luoma, Tero, KTM. Sijoituspäällikkö, Taaleritehdas Oy. Puhelinkeskustelu. 25.8.2011.
- [94] Justice, S. Private financing of renewable energy. A guide for policymakers. United nations environment programme, Sustainable energy finance initiative, Bloomberg, Chatham house 2009. 25 p. [Verkkodokumentti] [Viitattu 30.11.2011]
Saataavissa: http://sefi.unep.org/fileadmin/media/sefi/docs/publications/Finance_guide_FINAL-.pdf
- [95] Silvola, H. Low-Intensity R&D and Capital Budgeting Decisions in it firms. Vol. Iss: 15. Emerald Group Publishing Limited. pp. 21-49.
- [96] Lyytikäinen, A. Reaaliopioajattelu suomalaisten pörssiyritysten investointilaskennassa. Pro gradu –tutkielma. Tampere 2006. Tampereen yliopisto. Taloustieteiden laitos. 73 s. + 3 s. liitt.
- [97] A 1.9.2006/713 ja A 1.6.2011/359.
Valtioneuvoston asetus ympäristövaikutusten arviointimenettelystä ja valtioneuvoston asetus sen 6§ muuttamisesta. [Verkkotietokanta] [Viitattu 18.10.2011]
Saataavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2006/20060713>
- [98] Jantunen, J., Tuulivoiman kaavoitus ja luvitus pähkinänkuoressa. Suomen ympäristökeskus. Tuulivoimayhdistys ry 2009. [Verkkajulkaisu] [Viitattu 26.10.2011]
Saataavissa <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoimayhd-files/Jorma%20Jantunen.pdf>
- [99] Lapp, T., Aurinkovoimalan käyttö lisäenergian lähteenä Kiilto Oy:ssä. Diplomityö. Tampere 2009. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma. 103 s.
- [100] Helsingissä käynnistyi Pohjoismaiden suurin aurinkosähkövoimala. Yle alueet/Helsinki. [Verkkajulkaisu] [Viitattu 25.11.2011]
Saataavissa: http://yle.fi/alueet/teksti/helsinki/2010/06/helsingissa_kaynnistyi_pohjoismaiden_suurin_aurinkosahkovoimala_1764753.html
- [101] Raitila, J. Katsaus markkinoihin – kehitysnäkymät ja ongelmakohdat. Energiapuun korjuu, parhaat käytännöt. Äänekoski 9.6.2009. [Verkkajulkaisu] [21.11.2011]
Saataavissa: http://www.metsakeskus.fi/NR/rdonlyres/67012D8F-FBB0-4FC0-982E-3CD1A974666C/10450/Raitila_Energiapuukorjuu_markkinat_ja_ongelmakohda.pdf
- [102] Ihalainen, T. & Niskanen A. Kustannustekijöiden vaikutukset bioenergian tuotannon arvoketjuissa. Metlan työraportteja 166. Joensuu 2010. 47 s. + 3 s. liitt. [Verkkodokumentti] [Viitattu 21.11.2011]
Saataavissa: <http://www.metla.fi/julkaisut/workingpapers/2010/mwp166.pdf>
- [103] Metsäkeskus. Energiapuutuet. [Verkkosivu] [Viitattu 17.10.2011]
Saataavissa: <http://www.metsakeskus.fi/web/fin/palvelut/puuenergia/energiapuutuet/etusivu.htm>
- [104] Metsänhoitoyhdistys. Kestävän metsätalouden rahoitustuki. [Verkkosivu] [Viitattu 17.10.2011]
Saataavissa: http://www.mhy.fi/pohjoissuomi/kemera/fi_FI/kemera_1/
- [105] Puunpoltoaineiden hintaseuranta. Pöyry Management Consulting Oy. [Verkkotietokanta] [Viitattu 17.10.2011, 4.12.2011]
Saataavissa: <http://www.puunhinta.fi/tilastot.htm?graph=fi-all-main>
- [106] Rintala, Jukka. TkT. Professori, Tampereen teknillinen yliopisto, prosessitekniikka. Puhelinkeskustelu 23.9.2011.
- [107] Lindahl, J. Nationell översiktsrapport av solcellsinstallationer i Sverige 2010. Uppsala 2011. International Energy Agency, Co-operative programme on photovoltaic power systems. Task 1,

Exchange and dissemination of information on PV. 29 p.

[108] Wissing, L. National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2010. International Energy Agency, Co-operative programme on photovoltaic power systems. Task 1, Exchange and dissemination of information on PV. Prepared on behalf of German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. Jülich 2011. 39 p.

[109] Tommiska, Markku. Johtaja, strareginen kehitys. KSS energia. Puhelinkeskustelu 22.8.2011.

[110] Artto, K., Kujala, J. & Martinsuo, M. Projektiliiketoiminta. 1. painos. Helsinki 2006. WSOY Oppimateriaalit Oy. 417 s.

[111] Valtion ympäristöhallinnon verkkopalvelu. Ympäristölupa. [Verkkosivusto] [Viitattu 21.10.2011]
Saatavissa: <http://www.ymparisto.fi/default.asp?node=300&lan=fi>,

[112] Valtion ympäristöhallinnon verkkopalvelu. Rakennusluvan hakeminen. [Verkkosivusto]
[Viitattu 21.10.2011]
Saatavissa: <http://www.ymparisto.fi/default.asp?node=1571&lan=fi>

[113] Työ- ja elinkeinoministeriö. Kiinteä sähkön tuotantotuki loppuu vuoden 2012 alussa.
[Verkkotiedote] [Viitattu 17.10.2011]
Saatavissa: http://www.tem.fi/?89519_m=104122&s=2471.